

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ эффективности подготовки природного газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)

УДК 622.279.8(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Лиинтин Илья Алексеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Ерофеев Владимир Иванович	Д.Т.Н., профессор		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ООД	Сечин А.И.	Д.Т.Н., профессор		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков Павел Николаевич	Д.Т.Н., профессор		

Результаты освоения образовательной программы

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И. УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И. УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровье сбережение)	УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их

		части для решения конкретных профессиональных задач
	ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
<p align="center">Тип задач профессиональной деятельности: педагогический</p>				

1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов, для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 8 сентября 2015 г. № 608н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2015 г., регистрационный № 38993) ОТФ G Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения	ПК(У) -1. Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -1. Участвует в разработке методических документов по вопросам проведения геолого-промысловых работ, проектирования, отчетности, подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессах добычи углеводородного сырья
<p align="center">Тип задач профессиональной деятельности:</p> <p align="center">технологический</p>				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Организация и руководство работ по добыче углеводородного сырья. 2. Обеспечение оперативного и инженерного руководства технологическим процессом добычи нефти, газа и газового конденсата.	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ D «Организация работ по добыче углеводородного сырья»	ПК(У) -2. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -2.1. Руководит организационно-техническим сопровождением работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования при эксплуатации объектов добычи нефти и газа

	3.Контроль и сопровождение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования по добыче углеводородного сырья.	ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»	ПК(У) -3. Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья	И.ПК(У) -3.1. Оценивает повышение эффективности добычи углеводородного сырья и проведения геолого-промысловых работ в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
	4.Организация и контроль за проведением геолого-промысловых работ	19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н); ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»	ПК(У)-4. Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли	И.ПК(У) -4.1. Обеспечивает эффективную эксплуатацию технологического оборудования, конструкций, объектов, агрегатов, механизмов в процессе добычи углеводородного сырья в соответствии с требованиями нормативной документации
			ПК(У)-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	И.ПК(У) - 5.1. Руководит персоналом подразделений по добыче углеводородного сырья и геолого-промысловых работ в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
<p align="center">Тип задач профессиональной деятельности:</p> <p align="center">научно-исследовательский</p>				

19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ 2. Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР) 3. Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н); ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ» ОТФ С «Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ»	ПК(У)-6. Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов ПК(У)-7. Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У) -6.1. Разрабатывает текущее и перспективные планы по эффективному проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья на основе методик и требований проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов И.ПК(У)-7.1. Разрабатывает плановую, проектную, научно-исследовательскую и методическую документацию для геолого-промысловых работ и работ по добыче углеводородного сырья с применением современных программных комплексов для проектирования технологических процессов, перевооружений, технических устройств, аппаратов и механизмов в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Лиинтину Илье Алексеевичу

Тема работы:

Анализ эффективности подготовки природного газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	97-3/с от 07.04.2021 г

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2021
------------------------------------------	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Технологическая схема разработки Ямбургского месторождения, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Оценка технического уровня технологий подготовки газа; 2. Характеристика месторождения, основные показатели разработки, положения обустройства месторождения; 3. Анализ основные требования к качеству подготавливаемого газа, характеристика абсорбентов; 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и

	ресурсосбережение; 5. Социальная ответственность 6.Формирование выводов о проделанной работе
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк Вера Борисовна, к.э.н., доцент ОНД
«Социальная ответственность»	Сечин Александр Иванович, д.т.н., профессор ООД
Консультант – лингвист отделения иностранных языков ИШПР.	Уткина Анна Николаевна, к.ф.н., доцент отделения иностранных языков
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Анализ технологий осушки газа The analysis of technologies of treatment of natural gas	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.03.2021
-------------------------------------------------------------------------------------------------	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Ерофеев Владимир Иванович	д.т.н., профессор		15.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Лиинтин Илья Алексеевич		15.03.2021

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Лиинтину Илье Алексеевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» / «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Оценка затрат на модернизацию и обустройство установки комплексной подготовки газа на Ямбургском месторождении</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>СТО Газпром РД 1.12-096-2004</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта</i>
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>График выполнения работ</i>
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<i>Организационная структура управления Линейный календарный график выполнения работ Графики динамики и сравнения показателей</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	07.03.2021
-------------------------------------------------------------	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		27.03.2021г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Лиинтин Илье Алексеевич		27.03.2021г

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Лиинтину Илья Алексеевич

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» / «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема дипломной работы: «Анализ эффективности подготовки природного газа в условиях крайнего севера на примере Ямбургского нефтегазового месторождения (ЯНАО)»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной работы является технология сбора и подготовки природного газа на УКПГ Ямбургского НКМ
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности <ul style="list-style-type: none"> • специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; • организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	Рассмотрены нормы трудового законодательства Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018). Рассмотрена обеспечение безопасности рабочего места для работ сидя ГОСТ 12.2.032-78, а также реализация работ в зимнее время СП 52.13330.2016
2. Производственная безопасность: <ol style="list-style-type: none"> 1. анализ выявленных вредных и опасных факторов 2. обоснование мероприятий по снижению воздействия 	Вредные факторы: <ul style="list-style-type: none"> – отклонение показателей климата на открытом воздухе; – недостаточная освещенность; – повышенный уровень шума и вибраций; – вредные вещества. Опасные факторы: <ul style="list-style-type: none"> – поражение электрическим током; – пожарная безопасность;
3. Экологическая безопасность:	<ol style="list-style-type: none"> 1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы газа рабочей техникой при бурении) 2. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы воды, разлив нефти) 3. Анализ воздействия объекта на литосферу
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Аварийные выбросы газа и реагентов, применяемых в производстве.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.02.2021 г.
-------------------------------------------------------------	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ООД	Сечин А.И.	д.т.н., профессор		26.02.21

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Лиинтин Илья Алексеевич		26.02.21

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертационная работа содержит 109 страниц, 16 рисунков, 18 таблиц, 1 приложение, 31 источников.

Ключевые слова: абсорбент, осушка газа, установка комплексной подготовки газа, природный газ, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль.

Объект исследования: процесс осушки природного газа.

Цель работы: проанализировать имеющуюся технологию осушки с использованием диэтиленгликоля и обоснование использования в качестве абсорбента триэтиленгликоля.

Основные задачи исследования:

1. Изучить технологию осушки, используемую в настоящее время на месторождении.
2. Смоделировать технологическую схему осушки газа.
3. Произвести сравнение применения двух разных абсорбентов (ДЭГ и ТЭГ) и выбрать наиболее подходящий для исходного состава газа.
4. Экономическая оценка замены ДЭГ на ТЭГ.

Актуальность темы: повышение эффективности осушки природного газа при сохранении рентабельности его добычи в условиях падающего пластового давления и увеличении влагосодержания.

При проектировании систем промышленной подготовки тощих газов, когда требуется только их осушка и не ставятся задачи извлечения тяжелых углеводородов, традиционно конкурируют между собой абсорбционный и адсорбционный технологический процесс. Что касается низкотемпературных процессов, то в качестве возможных вариантов подготовки тощих газов может быть рассмотрен процесс низкотемпературной сепарации.

От выбора технологии подготовки напрямую зависит количество реагентов в системе в целом, что значительно влияет на все показатели работы установки.

Научная новизна: использование триэтиленгликоля в качестве абсорбента в условиях газового промысла Ямбургского НГКМ.

Практическая значимость: проведенный анализ и выбор эффективного реагента-осушителя позволит получать более качественное сырье.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

ВМР – водометанольный раствор;

ГКС – газокompрессорная станция;

ГСС – газосмесительная станция;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

ДЭГ – диэтиленгликоль;

МФА – многофункциональный абсорбер;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

НТК – низкотемпературная конденсация;

НТС – низкотемпературная сепарация;

СОГ – станция охлаждения газа;

ТДА – турбодетандерный агрегат;

ТЭГ – триэтиленгликоль;

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

УППГ – установка предварительной подготовки газа;

УРМ – установка регенерации метанола.

ЯНГКМ- Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	15
1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	18
1.1 Низкотемпературная сепарация.....	25
1.2 Абсорбционная осушка.....	28
1.3 Оценка технического уровня подготовки газа за рубежом.....	35
1.4 Выводы по главе.....	37
2 ХАРАКТЕРИСТИКА ЯМБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	38
2.1 Характеристика района работ.....	38
2.2 Газоносность.....	40
2.3 Характеристика продуктивных пластов.....	40
2.4 Характеристика сырья, продукции и реагентов.....	41
2.5 Литолого-стратиграфическая характеристика продуктивного разреза.....	42
3 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ.....	43
3.1 Технологические процессы УКПГ-3 Ямбургского НГКМ.....	43
3.2 Характеристика исходного сырья.....	44
3.3 Технологические показатели разработки месторождения и основные требования по подготовке природного газа.....	45
3.4 Факторы, влияющие на показатели работы абсорберов.....	46
3.5 Моделирование процесса подготовки газа на УКПГ ГП-3 в программе HoneyWell Unisim Design.....	48
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОЕМКОСТЬ.....	58
4.1 Сметная стоимость выполнения работ.....	58
4.2 Обоснование эффективности проекта.....	58
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	61
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	62
5.1.1 Специальные правовые нормы.....	62
5.1.2 Организационные мероприятия.....	62
5.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	63
5.2.1 Анализ показателей микроклимата.....	64
5.2.2 Анализ освещенности рабочей зоны.....	65
5.2.3 Вредные токсичные химические вещества.....	65
5.2.4 Анализ электробезопасности.....	66
5.2.5 Анализ пожарной безопасности.....	66
5.3 Анализ экологической безопасности.....	68
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	70
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	73
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	76
Приложение 1.....	77

ВВЕДЕНИЕ

Природный газ представляет собой смесь углеводородов с различными примесями. В сыром газе, добываемом из скважин, всегда присутствует вода в виде растворенных паров. В ходе транспортировки газа меняются условия, в которых находится газ – возможно снижение температуры, повышение давления на компрессорных станциях, в результате чего находящаяся в виде паров влага может переходить в жидкое состояние (конденсироваться) и образовывать лед и гидраты. Образование таких отложений на стенках трубопровода и в оборудовании, приводит к коррозии металла, закупорке технологического оборудования и, как следствие, остановке подачи газа. В связи с этим, одним из важнейших процессов при подготовке газа является его осушка.

Порядка 70% добычи газа в России обеспечивает компания ПАО «Газпром». В работе будет рассмотрено Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение, разработкой которого занимается дочернее предприятие ПАО «Газпром» – ООО «Газпром добыча Ямбург». Месторождение находится на стадии падающего пластового давления и соответственно в связи с этим увеличивается влагосодержание добываемой продукции.

Актуальность темы: повышение эффективности осушки природного газа при сохранении рентабельности его добычи в условиях падающего пластового давления и увеличении влагосодержания.

Цель работы: проанализировать имеющуюся технологию осушки с использованием диэтиленгликоля и обоснование использования в качестве абсорбента триэтиленгликоля.

Основные задачи исследования:

1. Изучить технологию осушки, используемую в настоящее время на месторождении.
2. Смоделировать технологическую схему осушки газа.

3. Произвести сравнение применения двух разных абсорбентов (ДЭГ и ТЭГ) и выбрать наиболее подходящий для исходного состава газа.

4. Экономическая оценка замены ДЭГ на ТЭГ.

На крупных северных месторождениях России наибольшее распространение получил абсорбционный метод осушки природного газа.

Объект исследования: процесс осушки природного газа.

Абсорбционный способ осушки газа с применением жидких поглотителей распространен на установках комплексной подготовки газа по всему миру. Чаще всего используется диэтиленгликоль (ДЭГ) или триэтиленгликоль (ТЭГ).

Научная новизна: использование триэтиленгликоля в качестве абсорбента в условиях газового промысла Ямбургского НГКМ.

Реализация и апробация работы:

По результатам исследования была написана статья, принятая к печати в рамках симпозиума М.А. Усова, который проходил на базе Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Так же еще одна статья по теме работы была принята к печати в сборнике XIII Всероссийской научно-технической конференции, проходившей в г. Перми, 2020 года.

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Проблемы добычи и подготовки газа в своих работах рассматривало большое количество авторов, как отечественных, так и иностранных. Ведь природный газ играет одну из ключевых ролей в мировом энергопотреблении, являясь, во-первых, доступным по цене, во-вторых, экологичным, и, в-третьих, надежным источником энергии. Поэтому решение, стоящих перед нефтегазовыми компаниями, проблем является крайне актуальным направлением деятельности, как самих производителей, так и научных сотрудников и студентов профильных университетов мира.

Высокое мировое потребление газа определяет большое значение развития отрасли газовой промышленности. Газ, как топливо, характеризуется высокими теплотехническими показателями, легкостью розжига и транспортировки, возможностью хранения в сжатом и сжиженном состоянии и является наиболее экологичным видом топлива, так как сгорает без дыма, копоти и золы [1].

За почти полувековую историю существования промышленного производства сжиженного газа в мире накопился определенный опыт проектирования, строительства и эксплуатации технологического оборудования в области производства, транспорта, хранения газа.

Месторождения, эксплуатация которых осложнена сложными климатическими условиями крайнего севера, располагаются в малоосвоенных районах страны и трубопроводный транспорт является наиболее оптимальным для снабжения газом промышленных районов [2].

Непосредственно подготовка природного газа к транспорту на месторождениях занимает ведущее место в системе сбора и подготовки сырья и включает такие процессы, как очистка газа от механических примесей, осушка газа до температуры точки росы и извлечение углеводородного конденсата.

В течение последнего десятилетия технические инновации наблюдаются во всех звеньях производственно-сбытовой цепи системы подготовки газа, что свидетельствует о продолжающемся быстром росте этой индустрии

Из основных результатов научно-технического прогресса можно указать разработку и внедрение:

- отраслевых стандартов и технических условий, регламентирующих показатели качества продукции;
- типовых технологических схем подготовки газа к транспорту; унифицированного блочно-комплектного оборудования большой единичной мощности;
- стабилизации газового конденсата с применением колонного оборудования и полной утилизацией газов выветривания и де-этанизации;
- усовершенствованных методов расчета технологических процессов и схем с использованием ЭВМ и персональных компьютеров;
- установок комплексной подготовки газа мощностью до 30 млрд м³/год;
- газопромысловых комплексов с завершенным технологическим циклом, включающим извлечение из газов воды, тяжелых углеводородов, производство моторных топлив, сжиженных газов, обезвреживание промстоков и т.д.

Однако, несмотря на перечисленные достижения, были выявлены и некоторые недостатки в области реализации процесса подготовки газов. Нерезультативное обезвоживание углеводородных газов становится самым серьезным из них.

Осушка углеводородных газов – это неотъемлемая часть в процессе подготовки газов к транспортировке по трубопроводам, системам охлаждения природных газов, установкам по производству этана, этилена, пропилена и т.д. Газ, который подают в трубопровод, обязательно должен быть осушен от влаги. Степень осушки определяется, во-первых по отраслевым стандартам, а во-вторых – тем как будет происходить дальнейшая переработка.

В практике, для осушки углеводородных газов применяются следующие способы осушки, которые можно поделить на две группы:

1. сорбционные - поглощение влаги жидкими (абсорбция) и твердыми (адсорбция) поглотителями;
2. низкотемпературная сепарация – получение низких температур в результате дросселирования газа высокого давления или с помощью установок искусственного охлаждения с вводом как правило ингибитора гидратообразования.

Как правило, при абсорбционной осушке чаще всего используют гликоли (диэтиленгликоль и триэтиленгликоль), а при адсорбционной осушке используют силикагели или цеолиты (природные и синтетические) [4].

Абсорбционные процессы, в первую очередь, применяют для осушки тощих газов, т. е. газов, не содержащих тяжелые углеводороды выше пороговой концентрации. Здесь под определением «пороговая» подразумевается такая концентрация углеводородов, которая не служит препятствием для нормальной транспортировки газа. Эти процессы используют также при осушке кислых газов, газов после установок очистки их от кислых компонентов с применением водных растворов разных реагентов, а также при подготовке газов к низкотемпературной переработке и т.д.

Адсорбционные процессы приобретают непрерывно растущее значение в области очистки газа. Адсорбция лежит в основе многих промышленных процессов, предназначенных для удаления водяного пара, органических растворителей, ряда примесей, придающих запах газу, и других компонентов различных газовых потоков. Адсорбируемые вещества концентрируются на поверхности твердого вещества (адсорбента) под действием сил, существующих на этой поверхности [4].

Существенным недостатком сорбционных методов очистки (абсорбционных и адсорбционных) газов является необходимость многократной регенерации поглощающих растворов или частичной замены

твёрдого сорбента, что значительно усложняет технологическую схему, увеличивает капитальные вложения и затраты на эксплуатацию.

Сравнительный анализ основных известных методов очистки (абсорбционных, адсорбционных, каталитических и термических) показывает, что для осуществления комплексной очистки газа наиболее приемлем абсорбционный ("мокрый") способ. Мокрая очистка не требует дополнительной подготовки газов и применения дорогостоящих катализаторов или адсорбентов, позволяет одновременно проводить очистку от газовых выбросов и дисперсных частиц при оптимальном температурном режиме[3].

Однако для осушки сравнительно больших объемов природного газа под высоким давлением (ди- или триэтиленгликолем) жидкостные системы обычно оказываются более экономичными по сравнению с адсорбционными процессами, если необходимая депрессия точки росы не превышает 22—28°. При необходимости же достигнуть большей депрессии точки росы (иногда до 44 °С) обе системы по существу равноценны и выбор системы необходимо проводить с учетом всех факторов. Если же необходимо обеспечить депрессию точки росы более чем на 45 °С, обычно предпочитают систему осушки твердыми осушителями.

Так же, наиболее широко распространён метод низкотемпературной сепарации при обработке газоконденсатных газов, так же как и другие вышеописанные методы находят свое применение при осушке природных газов. Осушка и очистка газа достигаются в результате его охлаждения и последующей сепарации сконденсировавшейся жидкости за счет энергии пласта или путем искусственного охлаждения. В первом случае температура понижается в результате адиабатического расширения (дросселирования) газа, во втором - использования специальных машин и установок [4].

Содержание воды в природном газе, насыщенном водяным паром при различных давлениях и температурах можно определить по рисунку 1.1 [6].

При заданных значениях температуры и давления количество водяных паров в единице объема газа не может быть больше предельной (максимальной)

величины. Если снизить температуру газа, содержащего максимальное количество водяных паров, то часть их конденсируется. Температура, при которой происходит конденсация водяных паров, содержащихся в газе или воздухе, называется точкой росы. Таким образом, точка росы соответствует максимальному содержанию водяных паров в газе при данном давлении [7].

При определенных сочетаниях температур и давлений выделившаяся вода, контактируя с газом, способна образовывать гидраты – белые кристаллические вещества, похожие, в зависимости от условий образования, на лед или спрессованный снег. Гидраты растут подобно кристаллам и образуют пробки в трубопроводах, в прорезях тарелок и вентилях, если кристаллики гидрата не уносятся с газом [8].

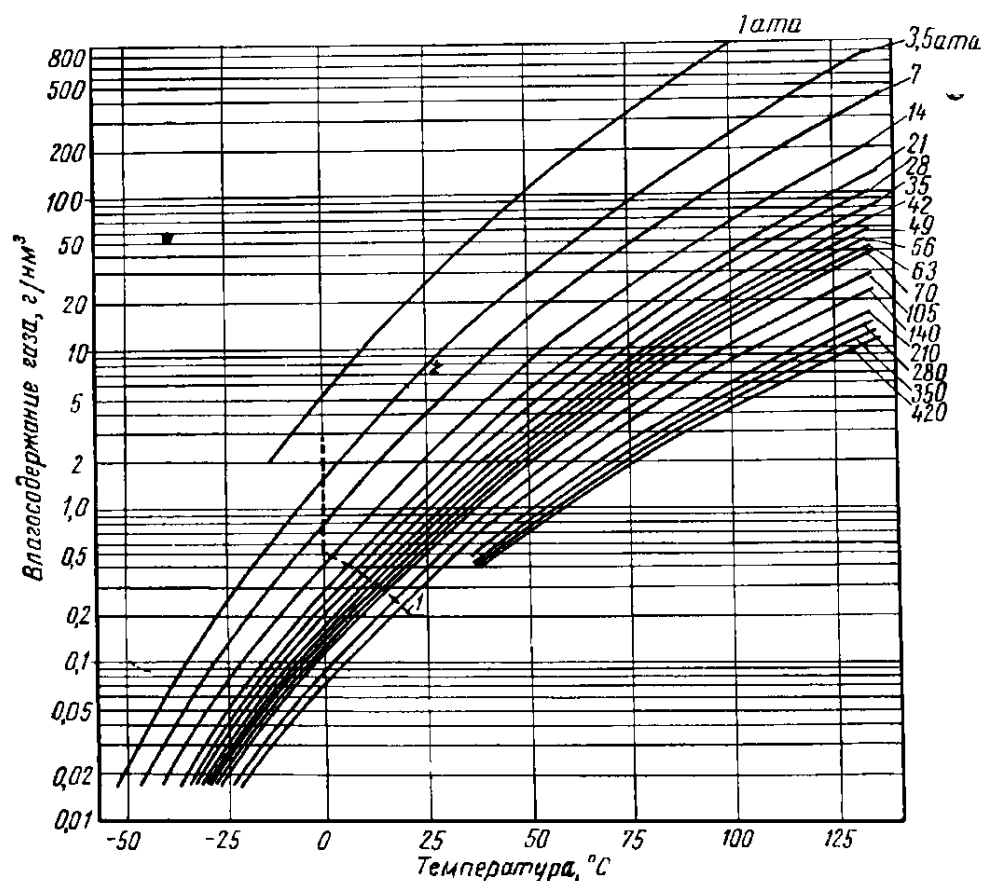


Рисунок 1.1 – Содержание водяного пара в насыщенном природном газе

Для предупреждения образования гидратов в потоке газа необходимо устранить хотя бы одно из основных условий существования гидратов, а именно, высокое давление, низкую температуру или свободную влагу [8]. В

связи с этим основными методами борьбы с гидратами являются понижение давления, повышение температуры, осушка газа или ввод антигидратных ингибиторов.

Основными ингибиторами гидратообразования, применяемыми в производстве, являются: гликоли (этиленгликоль (ЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ)), метанол, этилкарбитол (ЭК), раствор хлористого кальция и другие.

Отечественные и зарубежные исследования свидетельствуют о преобладающей эффективности растворов метанола и хлористого кальция, а при больших значениях Δt 30%-ный раствор хлористого кальция оказывается эффективней широко применяющегося метанола. ЭГ и ДЭГ, использование которых в качестве ингибиторов гидратообразования в скважинах только начинается, примерно одинаково снижают температуру образования гидратов. Так, при необходимости снизить температуру гидратообразования на 15°C концентрация отработанного ингибитора должна составлять для ЭК 37,5%, для ДЭГ 40% и для ЭГ 44%. Поскольку величина Δt для гликолей примерно одинакова, то для выбора того или иного гликоля необходимо знать другие определяющие факторы, в частности величину потерь при регенерации. Потери гликолей на испарение при существующих методах регенерации составляют для ДЭГ 5—8 г на 1000 м^3 газа, а для ТЭГ 0,2—0,3 г на 1000 м^3 газа. Для уменьшения потерь гликоля при регенерации необходимо применять холодное орошение верхней части выпарной колонны, не допускать термического разложения гликолей выбором режима регенерации [8].

Необходимость осушки газа обусловлена так же тем, что содержащаяся в газе вода при понижении температуры выделяется, собирается в пониженных местах, препятствует движению газа и уменьшает пропускную способность газопровода. Если в газе содержатся даже в небольших концентрациях двуокись углерода или сероводород, то, растворяясь в воде, они образуют слабые кислоты, вызывающие интенсивную коррозию трубопроводов и аппаратуры.

Таким образом, осушка газа предупреждает гидратообразование, уменьшает гидравлические потери в трубопроводе и пропускная способность его сохраняется на высоком уровне, замедляет процесс коррозии и удлиняет срок службы трубопроводов и аппаратуры [6].

Выбор технологии осушки газа определяется в первую очередь требуемой температурой точки росы [9] и обуславливает проведение в каждом конкретном случае всесторонних технико-экономических проработок. При этом наряду с потребностью других отраслей народного хозяйства в природном газе, учитываются так же параметры месторождения, наличие оборудования и средств контроля и автоматизации, климатические условия районов добычи и транспортирования газа и т.д.

При выборе технологии осушки газа, также оцениваются энергетические затраты, которые являются основной составляющей эксплуатационных затрат на современных установках осушки газа [1]. Этот показатель зависит как от параметров сырья (состав, давление, температура), так и от способов его подготовки, глубины извлечения компонентов, совершенства оборудования (теплообменников, насосов, компрессоров) и т.д.

Для снижения энергозатрат при проектировании установок осушки газа следует учитывать следующие направления и обстоятельства:

- необходимость дифференциального ввода и отвода тепла;
- снижение потерь тепла за счет повышения степени рекуперации энергии отдельных потоков, обеспечения режима работы теплообменников с большим значением коэффициента теплоотдачи;
- при проектировании массообменного оборудования, работающего с орошением, следует отдать предпочтение увеличению числа тарелок с тем, чтобы снизить количество орошения. В снижении энергозатрат большое значение имеет также точность определения тарелки ввода сырья в колонны и выбора параметров теплоносителя их испарителей;

- высокая четкость предварительного выделения из сырья механических примесей и качество хладагента обеспечивают поддержание чистой поверхности теплообменного оборудования и коммуникаций и тем самым снижают расход тепла на перекачку потоков, улучшают эффективность теплообмена;

- в отдельные периоды года изменяется температура хладагентов, используемых в технологическом цикле. Учет этого фактора при корректировке режима работы колонны также может привести к снижению энергозатрат;

- с понижением температуры точки росы ниже определенного значения резко возрастает расход энергии на процесс разделения. Следовательно, значение температуры точки росы должно быть обусловлено требованиями по подготовке;

- обеспечение хорошей изоляции с целью уменьшения потерь тепла в окружающую среду;

- повышение глубины утилизации тепла технологических потоков и дымовых газов;

- выбор значения давления во взаимоувязке с параметрами на ступенчатых сжатиях компрессорных агрегатов.

В зависимости от метода осушки газа, необходимо учитывать основные факторы, влияющие на эффективность его работы.

1.1 Низкотемпературная сепарация

Факторы влияющие на процесс низкотемпературной сепарации

На эффективность работы установок низкотемпературной сепарации влияние оказывают состав сырьевого газа, температура, давление, эффективность оборудования и число ступеней сепарации [10].

Состав сырьевого газа. Чем тяжелее состав исходной смеси (чем больше средняя молекулярная масса газа), тем выше степень извлечения жидких

углеводородов. Однако состав сеноманских газов не сильно отличается по своему составу и в основном состоит из метана, поэтому этот параметр в наименьшей степени влияет на процесс осушки.

Влияние температур. Температуру на установках низкотемпературной сепарации выбирают исходя из необходимой точки росы для транспортировки газа по трубопроводу в однофазном состоянии. Для легких газов (средняя молекулярная масса не более 22, средняя молекулярная температура кипения минус 156-133 °С) снижение температуры сепарации от 0 до минус 40 °С обеспечивает существенный рост степени извлечения конденсатообразующих компонентов, в том числе водяных паров.

Для жирных газов (средняя молекулярная масса более 22, средняя молекулярная температура кипения больше минус 133 °С) влияние температуры на степень извлечения конденсатообразующих компонентов.

Таким образом, чем легче состав исходной смеси, тем более низкая температура требуется для выделения конденсатообразующих компонентов на установках низкотемпературной сепарации для достижения заданной точки росы.

Влияние давления. Давление сепарации определяется давлением магистрального трубопровода и в пределах обычно используемых давлений (5-7,5 МПа) мало влияет на степень извлечения конденсатообразующих компонентов. Более важен свободный перепад давления, позволяющий достигать низких температур сепарации за счет адиабатического процесса.

В период снижения пластового давления эффективность работы установок низкотемпературной сепарации поддерживается на прежнем уровне за счет ввода дожимного компрессора и внешнего холодильного цикла.

Эффективность оборудования. На эффективность работы установок низкотемпературной сепарации влияет используемый источник холода. В процессе длительной эксплуатации скважин и при снижении пластового давления замена изоэнтальпийного расширения (дросселирование) на изоэнтальпийное (расширение в детандерах) позволяет эффективнее использовать

свободный перепад давления и при одном и том же перепаде давления при детандировании потока достигать более низких температур сепарации [10].

На более поздних стадиях эксплуатации скважин, когда свободный перепад давления практически отсутствует, на эффективность работы установок низкотемпературной сепарации будет оказывать влияние выбранный хладагент, его расход в испарителе и поверхность теплообмена.

Число ступеней сепарации. Этот показатель по большей части можно отнести к газоконденсатным месторождениям, где при подготовке к транспортировке используют двух- и трехступенчатые схемы низкотемпературной сепарации.

Это обусловлено тем, что при уменьшении числа ступеней сепарации, возрастают потери целевые компоненты газа с углеводородным конденсатом. Однако учитывая, что сеноманский газ в основном состоит из метана, то количество ступеней не оказывает существенного влияния на процесс осушки газа.

Подводя итог можно также отметить преимущества и недостатки метода низкотемпературной сепарации (НТС):

Преимущества:

- капитальные и эксплуатационные затраты низки, особенно в начальный период эксплуатации;
- относительная легкость регулирования технологического процесса и его автоматизации в условиях газовых промыслов.

Недостатки:

- низкие степени извлечения конденсатообразующих компонентов из тощих газов;
- большой расход тепла;
- непрерывное снижение эффективности в процессе эксплуатации за счёт облегчения состава пластовой смеси;
- необходимость коренной реконструкции в период истощения дроссель-эффекта.

Таким образом, определяющими факторами для метода подготовки газа низкотемпературной сепарации являются температура и перепад давления.

1.2 Абсорбционная осушка

Абсорбция — это процесс осушки газа, при котором в качестве осушителей применяются жидкие поглотители. Процесс абсорбции происходит в том случае, когда парциальное давление извлекаемого компонента в газовой смеси выше, чем в жидком абсорбенте, вступающем в контакт с этим газом, т.е. для протекания абсорбции необходимо, чтобы газ и абсорбент не находились в состоянии равновесия. Различие в парциальном давлении извлекаемого компонента в газе и жидкости является той движущей силой, под действием которой происходит поглощение (абсорбция) данного компонента жидкой фазой из газовой фазы. Чем больше эта движущая сила, тем интенсивнее переходит этот компонент из газовой фазы в жидкую [9].

В качестве абсорбентов при разделении углеводородных газов используют бензиновые или керосиновые фракции, газовый конденсат, при осушке — диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ). В качестве абсорбентов на предприятиях используются гликоли — двухатомные спирты жирного ряда общей формулы $C_nH_{2n}(OH)_2$. Низшие гликоли это бесцветные, прозрачные, вязкие жидкости без запаха, сладковатого вкуса, гигроскопичны, не агрессивны [10].

Рассмотрим типичную схему осушки природного или попутного газа с регенерацией гликоля (рисунок 2.3):

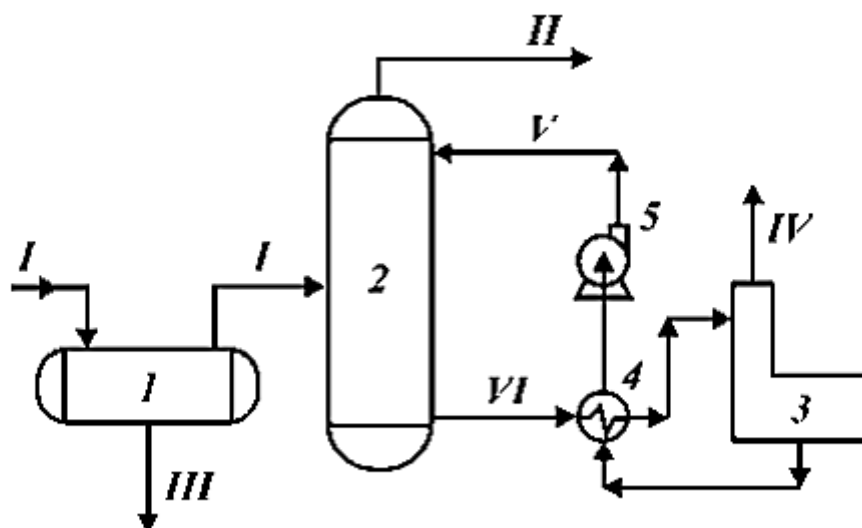


Рисунок 2.3 - Принципиальная схема установки гликолевой осушки газа:

I – сырой газ; II – сухой газ; III – вода; IV – пары воды; V – сухой гликоль;

VI – сырой гликоль; 1 – сепаратор; 2 – абсорбер; 3 – регенератор гликоля;

4 – теплообменник гликоль-гликоль; 5 – насос [8]

Газ со скважин проходит входной сепаратор 1, где от него отделяется жидкая водная фаза (конденсационная вода с примесью пластовой минерализованной воды либо водный раствор ингибитора гидратообразования, если система промыслового сбора газа функционирует в гидратоопасном режиме), далее поступает в абсорбер 2, где и осушается, контактируя с раствором концентрированного гликоля. Осушенный газ из абсорбера поступает в магистральный газопровод и подается потребителю. В схему входит система регенерации насыщенного гликоля 3, а также насосы, теплообменники и некоторое другое оборудование [8].

Свойства абсорбентов

Для осушки природного газа встречаются следующие абсорбенты:

- гликоли,
- раствор хлористого кальция;
- раствор лития.

На промыслах распространено применения таких абсорбентов как гликоли. Гликоли – двухатомные спирты жирного ряда общей формулы

$C_nH_{2n}(OH)_2$. Низшие гликоли это бесцветные, прозрачные, вязкие жидкости без запаха, сладковатого вкуса, гигроскопичны, не агрессивны обладают относительно низкой токсичностью [10].

Основные физические свойства гликолей представлены в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Основные свойства ДЭГ и ТЭГ [6]

Показатели	ДЭГ	ТЭГ
Химическая формула	$C_4H_{10}O_3$	$C_6H_{14}O_4$
Молекулярная масса	107,12	150,18
Относительная плотность	1,118	1,126
Температура кипения, °С	244,8	278,3
Давление насыщенных паров при 20 °С, Па	1,31	1,31
Температура замерзания, °С	-8	-7,2
Вязкость при 20 °С, мПа·с	35,7	47,8
Коэффициент преломления	1,4472	1,4559
Поверхностное натяжение при 20 °С, 10 ⁻³ Н/м	48,5	45,2
Удельная теплоемкость, кДж/(кг·К)	2,09	2,20
Теплота испарения, кДж/кмоль	68,87	62,6
Теплопроводность, Вт/(м ² ·°С)	0,25	0,23
Электропроводность, 1/(Ом·см)	$3,1 \cdot 10^{-8}$	$8,4 \cdot 10^{-8}$
Дипольный момент при 30 °С, Д	2,69	3
Критическая температура, °С	410	440
Критическое давление, МПа	5	3,72

Глубина осушки в значительной степени зависит от температуры, при которой газ контактирует с абсорбентом. С повышением температуры контакта увеличивается парциальное давление воды над абсорбентом, при этом повышается точка росы осушаемого газа, и наоборот, с понижением температуры контакта точка росы осушаемого газа понижается. Обычно абсорбционная осушка применяется при температуре осушаемого газа не выше 45-50 °С.

Важное значение для эффективности осушки имеет концентрация абсорбента: чем меньше воды содержится в абсорбенте, тем ниже точка росы осушаемого газа. Как правило, для осушки газов, имеющих температуру до 40°С, применяют растворы, содержащие 98,5 % (масс.) диэтиленгликоля или до 99 % (масс.) триэтиленгликоля.

При осушке газов, охлажденных до $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$, путем «впрыска» используют раствор этиленгликоля концентрации 80 % (масс.). Для осушки газа, имеющего температуру выше $40\text{ }^{\circ}\text{C}$, предпочтительно использовать диэтиленгликоль или триэтиленгликоль концентраций 98,5-99,8 % (масс.).

Первым реагентом, применяемым при осушке природных газов и бутенов, был гранулированный хлорид кальция и его растворы в воде. Затем он был заменен менее коррозионным поглотителем - гликолем или молекулярными ситами (цеолитами). В настоящее время раствор хлорида кальция на некоторых газовых промыслах применяют для борьбы с гидратами в скважинах. За рубежом находит применение осушка природных газов гранулированным и растворенным в воде хлоридом кальция [8].

Огромное влияние на процесс осушки оказывает глубина регенерации раствора поглотителя, насыщенного водой. При концентрации регенерируемых растворов 96,0-97,5 % (масс.) применяется десорбция при давлении, близком к атмосферному. Стремление получить более концентрированные растворы привело к необходимости внедрения вакуумной регенерации или к подаче в систему десорбции нейтрального агента - природного газа, снижающего парциальное давление водяных паров и обеспечивающего получение регенерированных поглотителей концентрацией 98,0-99,95 % (масс.). Находит применение также азеотропная ректификация.

Можно получить регенерированные растворы гликолей концентрации до 99,95 % (масс.) при подаче отдувочного агента - осушенного газа - в испаритель или регенерационную колонну либо в процессе азеотропной ректификации.

Благодаря более высокой температуре разложения триэтиленгликоля его можно нагревать до более высокой температуры при атмосферном давлении, чем диэтиленгликоль, и получать высококонцентрированный раствор, что обеспечит лучшую депрессию точки росы осушаемого газа. Глубина осушки газа гликолями в основном зависит от температуры контакта газ - поглотитель и содержания остаточной влаги в регенерированном растворе гликоля.

Технология регенерации должна обеспечить концентрации гликолей, которая позволяет осушать газы до температуры, соответствующей заданной проектом точке росы газа в абсорбере. Следует отметить, что выбор оптимальной схемы регенерации гликолей требует технико-экономического обоснования [8].

Факторы, влияющие на процесс абсорбционной осушки

Так же как и при осушке, методом низкотемпературной сепарации, при осушке методом абсорбционной осушки эффективность работы зависит от состава сырьевого газа, температуры, давления, эффективность оборудования и некоторые специфические факторы, обусловленные самим процессом осушки – это степень насыщения абсорбента и наличие в газе загрязняющих примесей [1].

Влияние давления. Давление процесса является основным фактором, определяющим металлоемкость абсорбера, удельный расход осушителя, подаваемого в абсорбер, расход энергии на работу циркуляционного насоса и т.д.

Как правило, установки абсорбционной осушки газа проектируются на рабочее давление 7,4 Мпа. Со временем из-за снижения давления газа перед УКПГ возникает необходимость ввода дожимной компрессорной станции с тем, чтобы обеспечить нормальный гидравлический режим в аппаратах УКПГ и магистральном газопроводе.

В этих условиях вопрос о влиянии давления на процесс осушки газа превращается в вопрос о взаимоувязке показателей работы дожимной компрессорной станции и установок осушки. При этом большое значение имеет выбор места расположения дожимной компрессорной станции относительно технологических установок: до или после них. Независимо от составов обрабатываемых газов (газы сеноманских или газоконденсатных залежей) это оказывает серьезное влияние на капиталовложения в обустройстве

месторождений, эксплуатационные затраты на обработку газа, показатели качества газа и т.д. Со снижением давления процесса требуется более глубокая осушка газа с тем, чтобы фактическая точка росы газа соответствовала точке росы газа при заданном давлении.

При сохранении объема добычи газа со снижением давления процесса повышается линейная скорость газа в аппаратах, что оказывает отрицательное влияние на работу УКПГ. В частности, увеличивается капельный унос жидкости из входных сепараторов. Как правило, капельная жидкость содержит минеральные соли и механические примеси. Эти вещества поглощаются раствором гликоля и, накапливаясь в нем, снижают надежность эксплуатации установок.

Влияние температуры. Температура процесса осушки газа - один из основных факторов, определяющих технико-экономические показатели процесса абсорбционной осушки газа. Чем ниже температура газа при прочих равных условиях, тем меньше его равновесная влагоемкость. Следовательно, для извлечения влаги из газа потребуется меньший удельный расход циркулирующего абсорбента. Это в свою очередь оказывает существенное влияние на металло- и энергоемкость блока регенерации установок осушки газа. Однако допустимая температура контакта ограничивается вязкостью раствора [12].

Наибольшая депрессия по точке росы получается при осушке газа раствором вязкостью не более 80-90 сП.

При увеличении вязкости раствора выше этих значений снижается интенсивность процесса массообмена между газом и осушителем, затрудняется достижение между ними равновесия. При выборе температуры контакта и концентрации раствора необходимо учитывать, что за счет поглощения воды и метанола из газовой фазы происходит снижение вязкости раствора.

Верхнее значение температуры контакта практически не ограничивается. Однако необходимо иметь в виду, что чем выше температура газа, тем больше

расход осушителя. При этом из-за большого количества влаги, извлеченной из газа в абсорбере, резко увеличивается расход энергии в блоке регенерации.

Снижение температуры контакта приводит также к сокращению затрат тепла на работу блока регенерации, так как уменьшается количество воды, извлекаемой из газа. В целом влияние снижения температуры контакта аналогично влиянию повышения давления на показатели установки осушки газа и объем циркулирующего в системе осушителя [13].

Влияние качества и количества абсорбента. Показатели процесса осушки газа в значительной степени зависят также от качественных показателей (содержания в абсорбенте основного вещества, вязкости раствора, гигроскопичности и т.д.) и удельного расхода осушителя. Качественные показатели - основные факторы, определяющие точку росы газа на выходе из абсорбера.

При осушке газов до точки росы $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ в большинстве случаев применяют абсорбционные процессы с использованием водных растворов гликолей с массовым содержанием в нем осушителя 99-99,5 %. Количество раствора, подаваемого в абсорбер, определяют исходя из термодинамических параметров процесса (давление, температура). При этом концентрацию исходного (регенерированного) раствора гликоля выбирают из условия равновесия между упругостью паров воды над раствором гликоля и упругостью паров воды в природном газе при заданной температуре контакта.

При выборе концентрации отработанного раствора осушителя необходимо, чтобы на входе газа в абсорбер давление паров воды над раствором, выводимым из аппарата, было не ниже, чем давление паров воды в газе, поступающем на осушку. Если руководствоваться этим положением, то на выходе из колонны содержание воды в насыщенном растворе можно было бы поддерживать более 10 %. Однако на практике разбавление раствора гликоля допускается всего лишь на несколько процентов [9].

Таким образом, как и при осушке газа методом низкотемпературной сепарацией, при осушке газа абсорбционным методом, определяющими

факторами так же являются давление, температура (как самого газа так и абсорбента). Кроме того, дополнительно следует учитывать качество подаваемого абсорбента, в зависимости от которого во многом определяется степень осушки газа

1.3 Оценка технического уровня подготовки газа за рубежом

В настоящее время США, Канада, Франция, ФРГ, Англия и ряд других стран имеют передовую технологию и технику обработки природных и нефтяных газов [11]. В большинстве своем технический уровень технологических процессов в этих странах близок, а отличия не носят принципиального характера. Это объясняется высокой степенью интеграции в области техники и технологии. Основное отличие газоперерабатывающих установок состоит в аппаратном оформлении.

Следует отметить, что в США и Канаде газы не делят на природные и нефтяные. Используется единый термин “natural gas”. Нет четкого деления также на промысловые и заводские установки. Часто все установки называют заводом.

Обобщение материалов технической литературы показывает, что для подготовки природных газов применяются те же принципы, что и в РФ и странах СНГ. Отличия заключаются в следующем [11]:

- сроки ввода в установок и заводов за рубежом значительно короче: от начала проектирования до освоения мощностей проходит 2-3 года;
- заводы отличаются меньшей численностью обслуживающего персонала, что связано с высоким профессионализмом рабочих, уровнем автоматизации и минимальным количеством управленческих кадров;
- пластовая продукция большинства месторождений характеризуется повышенным содержанием этана и более тяжелых углеводородов; это также

является одним из основных факторов, обуславливающих глубокую переработку газов;

- отсутствуют общие нормы на точки росы газа по воде и углеводородам. Установлены более жесткие нормы на содержание сернистых соединений в газе: не более 5,7 мг/м³;

- широкое применение находят малогабаритные технологические установки, более половины которых имеют мощность по сырью до 300 млн м³ в год. Такое положение объясняется общим характером переработки газов, независимо от объемов добычи, с целью квалифицированного использования их ресурсов. Это в первую очередь связано с большой концентрацией в газе этана, пропана и бутанов и рыночным отношением к производству;

- для поддержания рентабельности технологических установок проводится их реконструкция. При этом наиболее широко осуществляется переход на более низкие изотермы конденсации, преимущественно с использованием турбодетандерных агрегатов;

- выдается огромное количество патентов на новые процессы, большинство из которых носит рекламный характер и не находит применения.

1.4 Выводы по главе

На сегодняшний день не существует единого метода подготовки газа к транспортировке. Даже для группы месторождений со схожими показателями (объемы добычи, пластовое давление, компонентный состав газа и др), находящиеся в одинаковых климатических условиях, используются различные способы подготовки.

Анализ технологических схем подготовки и переработки природного углеводородного сырья, моделирование (экспериментальное и численное), физических процессов подготовки газа являются актуальным и важным для обеспечения требуемых потребительских свойств природного газа.

Установлена необходимость прогнозирования технологических процессов, путем выполнения расчетов и построения моделирующих схем.

На основании проведенного обзора литературных данных можно отметить, что на выбор той или иной технологии подготовки природного газа оказывает влияние множество факторов, которые возникают не только на стадии проектирования, но и в процессе эксплуатации. Кроме того, выбор наиболее оптимальной технологии сможет повысить качество подготовки и увеличит надежность транспортировки газа, создаст необходимые условия для развития машиностроения, путем унификации и создания широкой «линейки» установок отечественного производств. На данный момент установки комплексной подготовки газа, практически в каждом случае являются уникальными и требуют полной проработки всех составляющих ее элементов.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ЯМБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика района работ

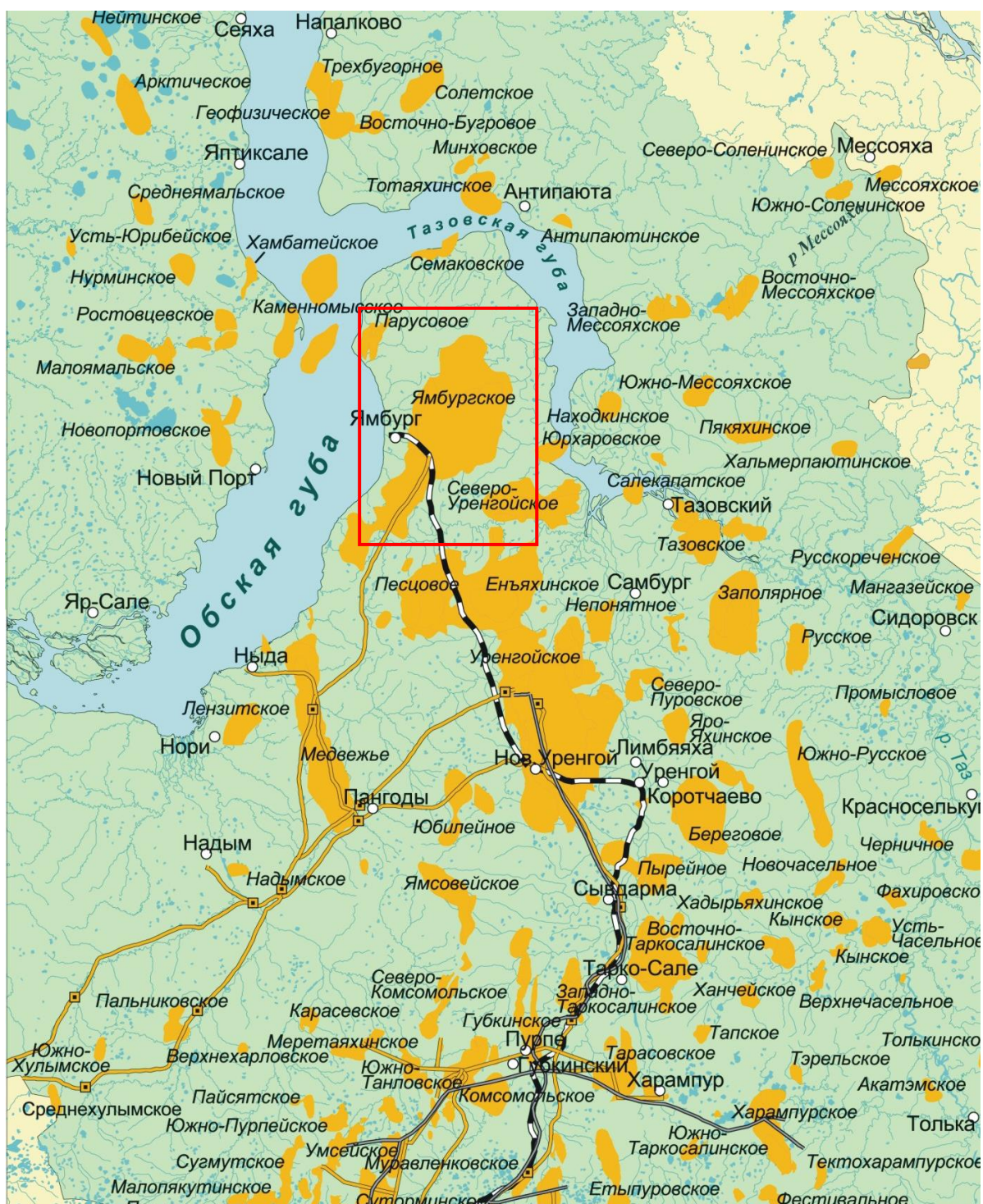
Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на Тазовском полуострове на территории Тазовского и Надымского районов Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области (рисунок 2.1).

Основными наиболее крупными населенными пунктами являются города Новый Уренгой и Надым, которые находятся соответственно южнее и юго-западнее месторождения на 225 км и 285 км. Поселок Ямбург был специально построен с целью размещения персонала для обустройства и разработки месторождения.

Доставка грузов на месторождение осуществляется по железной дороге Новый Уренгой – ст. Ямбург, а также по автомобильной дороге от г. Новый Уренгой до порта Ямбург. В период навигации основные грузы доставляются по Обской и Таовской губе. На территории месторождения построена автомобильная дорога, которая соединяет установки комплексной подготовки газа (УКПГ). Газ транспортируют по системе магистрального газопровода Ямбург-Центр, а для транспортировки конденсата был построен конденсатопровод Ямбург-Уренгой.

Перевозка грузов и оборудования осуществляется в зимнее время – тракторами и вездеходами по зимникам, а также круглогодично вертолетами.

Населенность района крайне редкая. Население состоит из ненцев, хантов и русских. Основными занятиями является оленеводство, рыболовство, звероводство, охота, геологоразведочные работы.



Условные обозначения:

- | | | | |
|--|------------------------------|--|----------------------------------------------|
| | - нефтепроводы | | - железные дороги |
| | - газопроводы | | - месторождения |
| | - газоперекачивающие станции | | - границы Ямало-Ненецкого автономного округа |

Рисунок 2.1 – Обзорная карта района работ

2.2 Газоносность

Ямбургское месторождение расположено в пределах северной части Надымского нефтегазоносного района Надым-Пурской нефтегазоносной области. В разрезе месторождения выделяются две мощные продуктивные толщи. Одна из них приурочена к отложениям неокома тангаловской свиты, вторая - к отложениям сеномана покурской свиты.

2.3 Характеристика продуктивных пластов

Для того чтобы дать характеристику продуктивным пластам Ямбургского месторождения, были произведены различные исследования, например такие как:

- Определение пористости;
- Проницаемости;
- Гранулометрического состава;
- Остаточной водонасыщенности и т.д.

2.4 Характеристика сырья, продукции и реагентов

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

2.5 Литолого-стратиграфическая характеристика продуктивного разреза

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

3 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

3.1 Технологические процессы УКПГ-3 Ямбургского НГКМ

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

3.2 Характеристика исходного сырья

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

3.3 Технологические показатели разработки месторождения и основные требования по подготовке природного газа

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

3.4 Факторы, влияющие на показатели работы абсорберов

Основное назначение любого вида технологического оборудования – обеспечение проектных показателей подготовки продукции. Для абсорберов осушки газа – это температура точки росы, унос абсорбента и обеспечение оптимальной производительности для конкретного давления [19].

Фактор продолжительности межремонтного цикла эксплуатации был определён опытом работы абсорберов осушки газа на Ямбургском месторождении и должен составлять 1,5 – 2 года.

Факторами, влияющими на качество работы абсорберов осушки, являются:

- линейная скорость газа в аппарате, обусловленная его диаметром и давлением газа;
- количество и концентрация ДЭГ, подаваемого в абсорбер;
- загрязнённость ДЭГ мехпримесями.

Каждый из перечисленных факторов определённым образом влияет на показатели работы абсорбера осушки, обеспечивая в целом надёжную его работу или снижая отдельные показатели назначения в процессе эксплуатации, особенно в период падающего пластового давления [18].

Влияние линейной скорости газа.

Линейная скорость газа в абсорбере влияет на качество работы каждой из секций. При расчётной скорости газа, не превышающей критическую, каждая из секций обеспечивает проектные величины уноса жидкости из нижних секций в верхние, температуру «точки росы» и соответствующие потери ДЭГ.

При скорости газа ниже расчётной, как правило, не происходит ухудшение работы секций и абсорбера в целом, а показатель продолжительности работы существенно улучшается.

При превышении расчётной (критической) скорости газа (для каждой из секций она рассчитывается отдельно) нарушается их работа, наблюдаются повышенные уносы жидкости, прорыв газа через гидрозатворы, потери ДЭГ, возможно снижение температуры «точки росы» и наработки на отказ [16].

Поэтому в условиях падающего пластового давления выполнены необходимые расчёты, прогнозирующие работу каждой из секций и позволяющие выдать обоснование рекомендаций по эффективной эксплуатации.

Влияние концентрации подаваемого абсорбента.

Количество и концентрация подаваемого в абсорбер ДЭГ влияет на величину температуры «точки росы», а также на величину уноса ДЭГ из массообменной секции в верхнюю секцию окончательной очистки газа.

При снижении пластового давления влагосодержание природного газа увеличивается. Одновременно уменьшается количество газа, поступающего в оборудование на обработку [13].

Расчётами уточнено необходимое количество и концентрация РДЭГ, подающегося в абсорбер на осушку, которые обеспечивают подготовку газа в соответствии с ОСТ 51.40-93. Это количество и концентрация РДЭГ не превышает проектных величин.

Влияние загрязнённости ДЭГ.

Источниками загрязнения ДЭГ является газ, поступающий в абсорбер из скважин, а также ДЭГ, поступающий из установки регенерации. В газе содержатся мехпримеси, выносимые из скважин (песок), жидкие углеводороды, а также продукты коррозии и эрозии трубопроводов. В РДЭГ содержатся продукты разложения ДЭГ в процессе его регенерации, тяжёлые углеводороды, мехпримеси и продукты коррозии трубопроводов; аппаратов и оборудования [9].

В процессе подготовки газа, он очищается от жидкости и мехпримесей в нижней сепарационной секции абсорбера. За счёт естественного уноса часть мехпримесей с газом поступает в массообменную секцию, где может переноситься к выходу за счёт межтарельчатого уноса.

Чем больше мехпримесей поступает с газом в абсорбер, тем больше их может поступать в фильтрующую секцию. В эту секцию за счёт уноса с верхней тарелки поступают мехпримеси и тяжёлые углеводороды с РДЭГ из установки регенерации [10].

В проектном режиме эксплуатации и при обеспечении тонкой фильтрации ДЭГ перед подачей в абсорбер осушки, загрязнённость ДЭГа не должна существенным образом повлиять на надёжность работы абсорбера.

При отсутствии очистки ДЭГ, при интенсивном выносе песка из скважин и при большой загрузке аппарата по газу надёжность работы абсорбера может резко снизиться.

Режимные параметры эксплуатации.

3.5 Моделирование процесса подготовки газа на УКПГ ГП-3 в программе HoneyWell Unisim Design

С помощью программы для технологического моделирования HoneyWell Unisim Design была построена технологическая схема УКПГ с помощью которой сравнивали технологические показатели процесса осушки газа методом абсорбции с применением ДЭГ и ТЭГ.

HoneyWell Unisim Design представляет собой программное обеспечение, предназначенное для моделирования технологических процессов в нефтегазовой отрасли.

В программном продукте Unisim можно моделировать как статические процессы, так и динамические, а также отлаживать и разрабатывать схемы регулирования процессов.

Помимо моделирования процессов, можно проводить расчеты основных конструктивных характеристик сепарационного оборудования, различных ректификационных колонн, различные емкости, теплообменное оборудование и производить их оценку стоимости оборудования.

Unisim Design включает большую базу данных с возможностью добавления пользовательских компонентов.

Моделирование в программе позволяет пользователю:

- улучшать конструкцию и производительность оборудования;
- производить контроль вопросов по безопасности и технологии на предприятии;
- оптимизировать производительность процесса и производственные условия;
- рассчитывать экономический потенциал для получения прибыли на стадии проектирования.

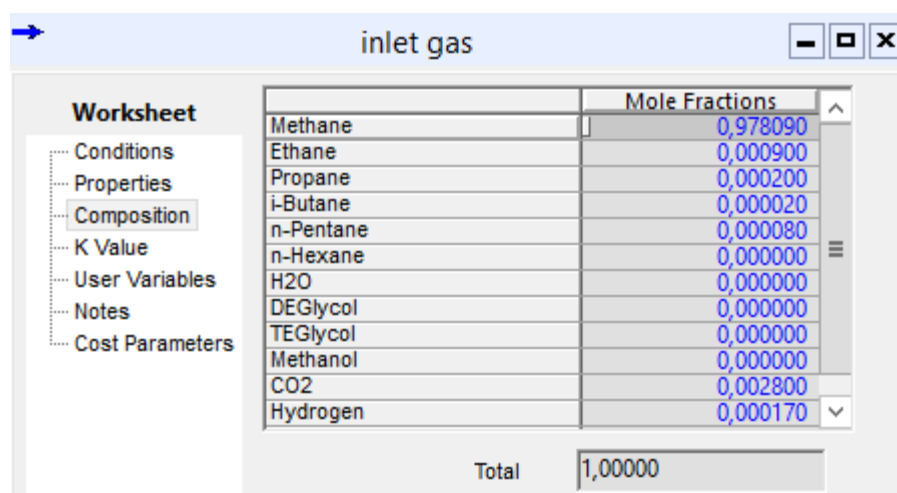
В ходе анализа рассматривались несколько показателей и по ним оценивалась эффективность гликоля:

- соответствует ли температура точки росы по воде осушенного природного газа в зимний период, требованиям отраслевого стандарта [21];
- расход и потери гликоля;
- влияние давления на процесс осушки;
- влияние температуры на процесс осушки.

В качестве гликолей был использован ТЭГ, [REDACTED] и ДЭГ, [REDACTED] Концентрация ТЭГ после регенерации [REDACTED]

Анализ проводился в среде «Honeywell Unisim Design» в следующей последовательности:

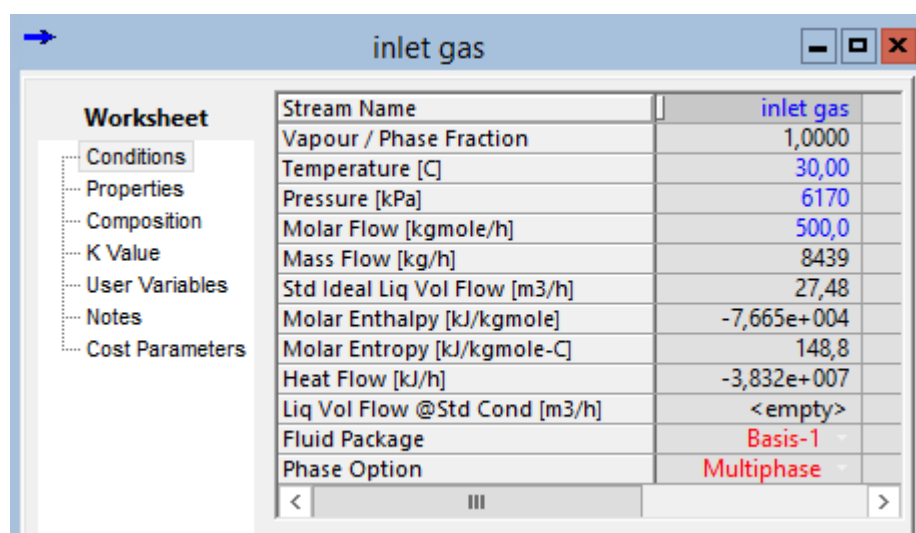
- а) задание потока газа с составом идентичным Ямбургскому нефтегазоконденсатному месторождению (рисунок 3.1) и параметров газа (рисунок 3.2);



Worksheet	
Conditions	
Properties	
Composition	
K Value	
User Variables	
Notes	
Cost Parameters	

Mole Fractions	
Methane	0,978090
Ethane	0,000900
Propane	0,000200
i-Butane	0,000020
n-Pentane	0,000080
n-Hexane	0,000000
H2O	0,000000
DEGlycol	0,000000
TEGlycol	0,000000
Methanol	0,000000
CO2	0,002800
Hydrogen	0,000170
Total	1,00000

Рисунок 3.1 – Состав пластового газа



Worksheet	
Conditions	
Properties	
Composition	
K Value	
User Variables	
Notes	
Cost Parameters	

Parameters	
Stream Name	inlet gas
Vapour / Phase Fraction	1,0000
Temperature [C]	30,00
Pressure [kPa]	6170
Molar Flow [kgmole/h]	500,0
Mass Flow [kg/h]	8439
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	27,48
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-7,665e+004
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	148,8
Heat Flow [kJ/h]	-3,832e+007
Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	< empty >
Fluid Package	Basis-1
Phase Option	Multiphase

Рисунок 3.2 – Параметры пластового газа

б) моделирование схемы, (размещение оборудования), установки абсорбционной осушки газа с регенерацией гликоля и задание рабочих параметров (рисунки 3.3, 3.4);

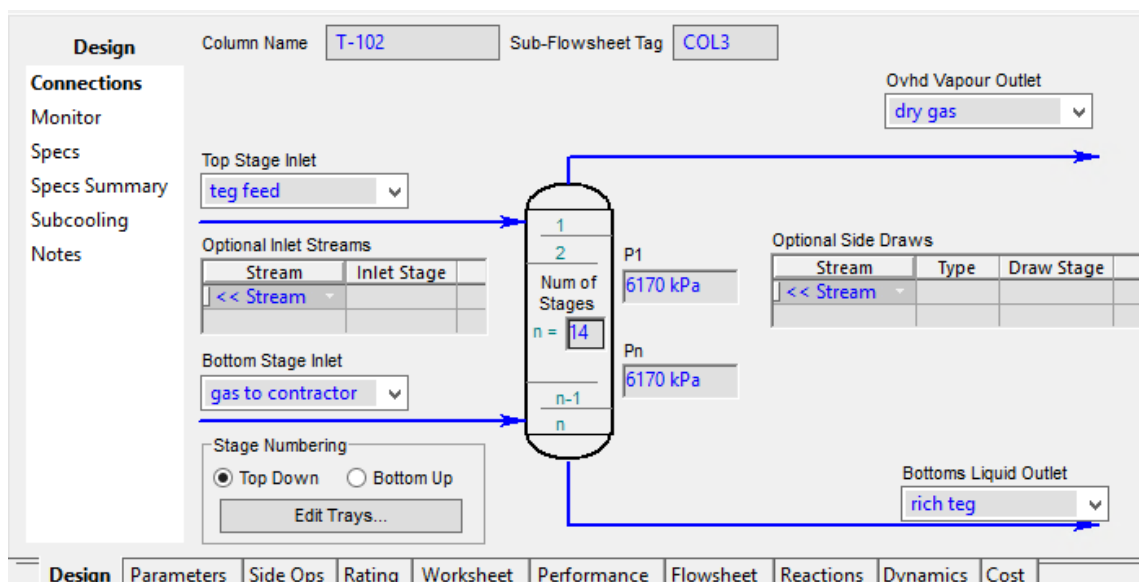


Рисунок 3.3 – Параметры колонны-абсорбера

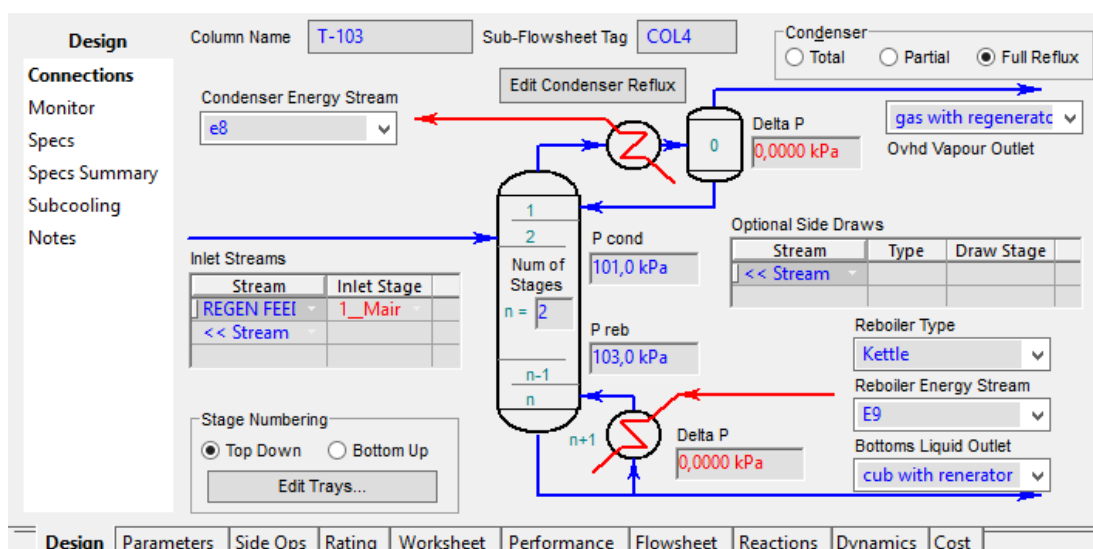


Рисунок 3.4 – Параметры колонны-десорбера

с) соединяем элементы технологической схемы между собой, производим операцию рецикл и получаем модель УКПГ (рисунок 3.5).

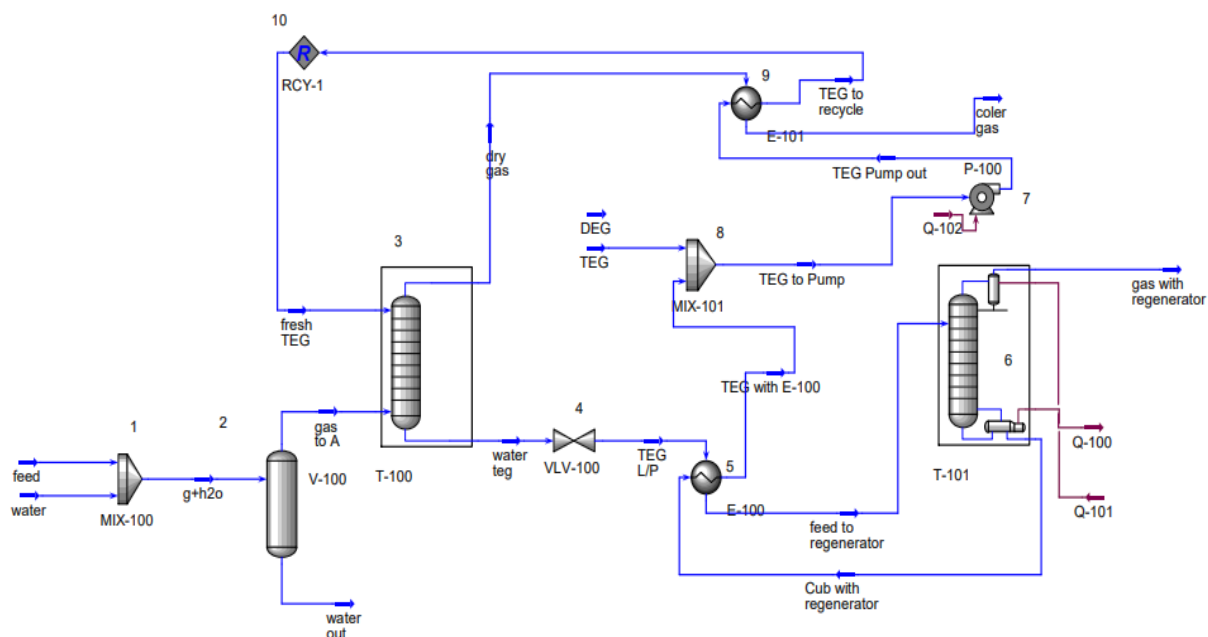


Рисунок 3.5 – Принципиальная технологическая схема абсорбционной осушки природного газа

Элементы, входящие в состав схемы представлены ниже:

- 1 – миксер для смешивания потоков газа и воды, с целью получения сырого газа;
- 2 – сепаратор;
- 3 – абсорбер;
- клапан для понижения давления насыщенного ДЭГа;
- 5 – печь для подогрева насыщенного ДЭГа;
- 6 – колонна для регенерации ДЭГа (ректификационная колонна);
- 7 – насос;
- 8 – миксер для смешивания регенерированного ДЭГа и ДЭГа с большей концентрацией;
- 9 – теплообменник;
- 10 – модуль для создания цикла.

Анализ влияния параметров УКПГ на процесс осушки

1) Меняя параметры ТЭГа и ДЭГа определяем необходимый расход гликолей для осушки газа до минус 20 °С (что соответствует требованиям по осушки газа в зимний период времени).

2) Далее производим замену параметров УКПГ (давление в абсорбере, температуру контакта газа и гликолей) и строим таблицу расходов и потерь ДЭГ и ТЭГ, необходимых для получения температуры точки росы в минус 20 °С, при различных рабочих параметрах УКПГ (таблица 3.8).

Таблица 3.8– Расходы и потери гликолей при различных рабочих параметрах УКПГ

Давление в абсорбере	6,5 МПа					7 МПа				
Температура контакта, °С	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Расход ТЭГ, кг/час	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Расход ДЭГ, кг/час	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Потери ТЭГ, кг/час	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Потери ДЭГа, кг/час	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

Давление в абсорбере	7,5 МПа				
Температура контакта, °С	■	■	■	■	■

Расход ТЭГ, кг/час	■	■	■	■	■
Расход ДЭГ, кг/час	■	■	■	■	■
Потери ТЭГ, кг/час	■	■	■	■	■
Потери ДЭГ, кг/час	■	■	■	■	■

3) Строим графики зависимости объема циркулирующего ТЭГа и ДЭГа, а также их потерь от температуры контакта и давления в абсорбере. (рисунки 3.6-3.9).

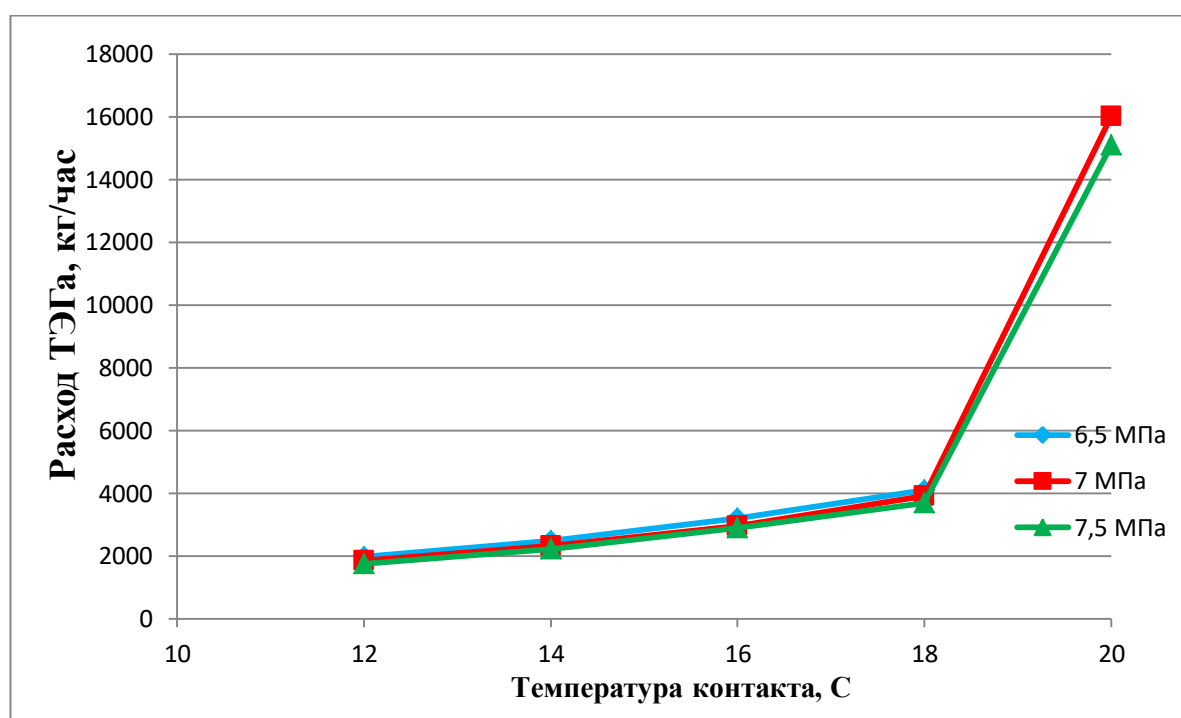


Рисунок 3.6 – Зависимость расхода ТЭГа от температуры контакта при разных давлениях

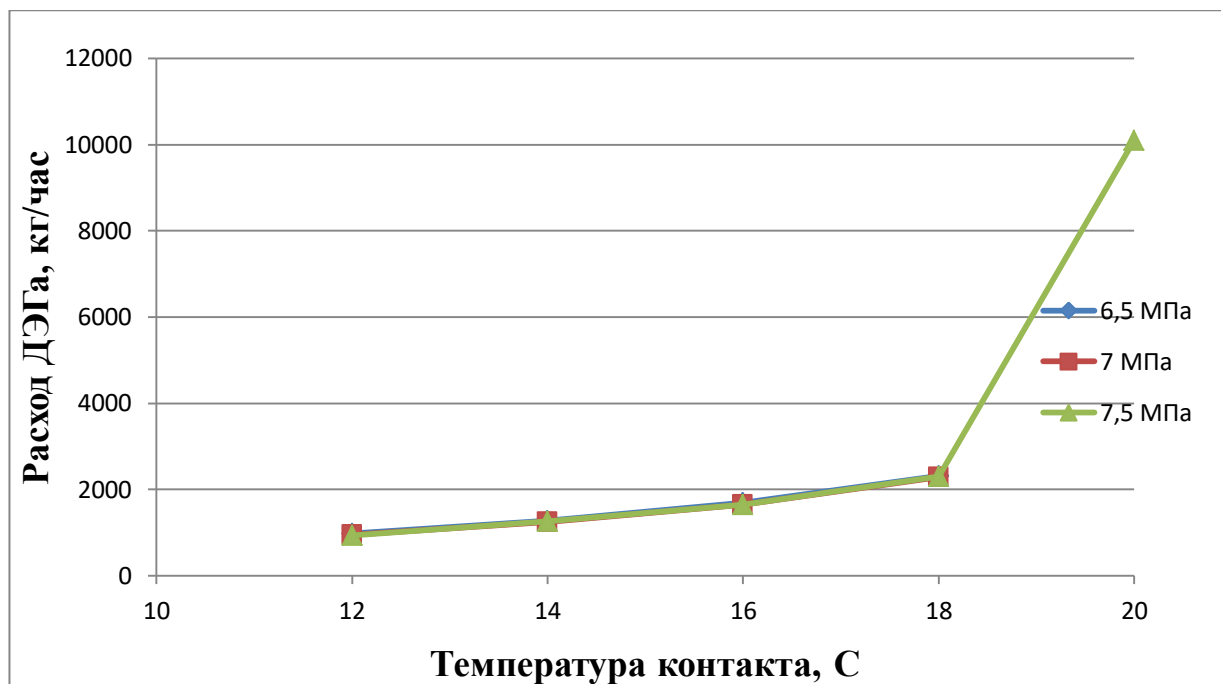


Рисунок 3.7 – Зависимость расхода ДЭГа от температуры контакта при разных давлениях

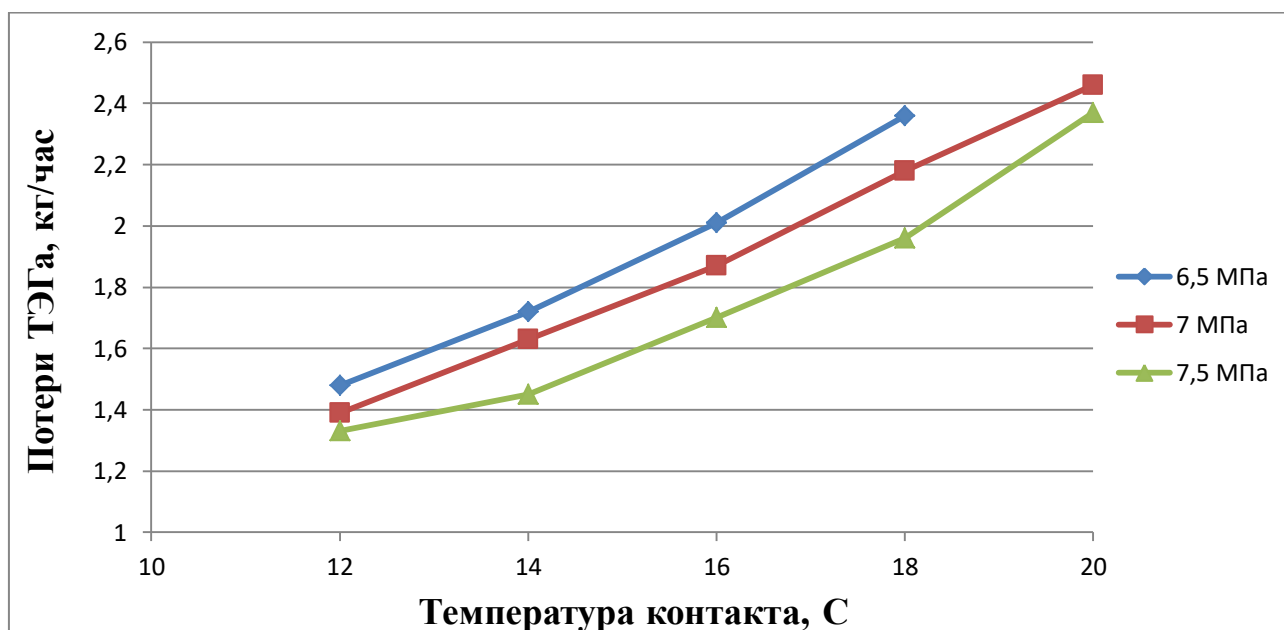


Рисунок 3.8 – Зависимость потерь ТЭГа от температуры контакта при разных давлениях

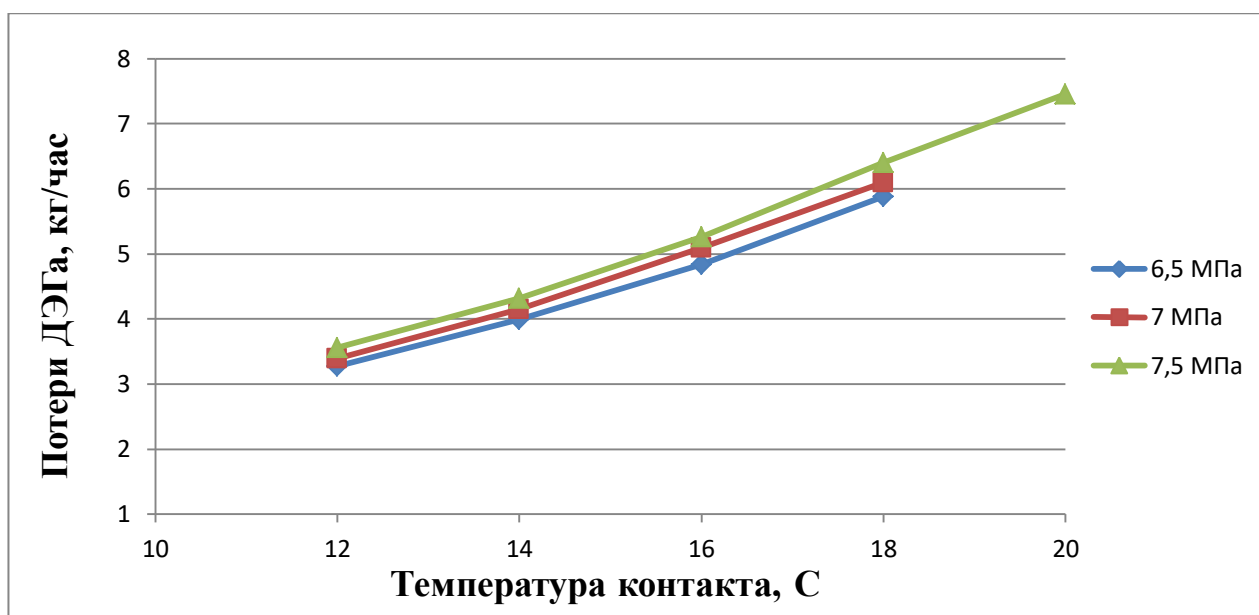


Рисунок 3.9 – Зависимость потерь ДЭГа от температуры контакта при разных давлениях

Как видно из графиков при 20 °С осушка газа до необходимой точки росы в зимний период времени осуществляется не при каждом значении давления. При этом ДЭГ не позволяет достичь необходимой точки росы при давлении абсорбции 6,5 и 7 МПа, а ТЭГ при 6,5 МПа. Поведение гликолей понятно, исходя из вышеприведенных теоретических данных (чем больше давление абсорбции, тем больше возможная депрессия точки росы). При изменении температуры контакта с 18°С до 20°С при всех давлениях наблюдается большой скачок необходимого количества циркулирующего за час абсорбента. При дальнейшем увеличении расхода ДЭГа и ТЭГа в программе HoneyWell температура точки росы значительно не опускалась и оставалась на уровне минус 20 – минус 20,2 °С, что говорит о том, что при температуре выше 20 °С осушка до требуемой точки росы будет затруднительна, а то и вообще невозможна без дополнительных мер.

Из приведенных температур наиболее благоприятной температурой для ДЭГа и ТЭГа является 12 °С. Расходы и потери гликоля при этой температуре значительно меньше, чем при остальных. Однако, исходя из практики Вынгаяхинского газового месторождения, такая температура газа при его

расходе более 1,9 млн. м³/час и охлаждении в системе АВО достигается очень редко и требует больших энергозатрат. Поэтому главной задачей на зимний период является поддержание температуры ниже 20°С.

При всех вышеприведенных значениях давления осушку гликолями рекомендуется поддерживать при температуре контакта ниже 20 °С градусов, так как достигаемая точка росы в минус 20°С при данной температуре близка к предельному значению. Наиболее благоприятным давлением для осушки газа триэтиленгликолем – 7,5 МПа. При данном давлении будет происходить меньшая его потеря, чем при давлениях 7 и 6,5 МПа при одинаковых температурных режимах. Для осушки газа диэтиленгликолем оптимальное давление 7 МПа, исходя из тех же принципов.

Явным преимуществом ТЭГа над ДЭГом является возможность более глубокой осушки газа при тех же условиях, а также значительно меньшие потери (в 2,5 – 3 раза). Но при этом количество циркулирующего в час ТЭГа больше почти в два раза, чем ДЭГа. Можно заключить, что в технологическом плане ТЭГ значительно превосходит ДЭГ.

Исходя из вышесказанного, можно заключить, что с технологической точки зрения в условиях Ямбургского газового промысла эффективно использовать ТЭГ. При этом давление абсорбции желательно поддерживать от 7 до 7,5 МПа. Температура контакта в зимний период не должна превышать 20 градусов и желательно ее поддержание на уровне 16-18 градусов.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОЕМКОСТЬ

Внедрение новых технических решений при проектировании разработки месторождения, является одним из основных факторов для постоянного достижения технико-экономических показателей. Но для того, чтобы внедрять новые технологии их необходимо обосновать.

В процессе эксплуатации и обустройства промысла множество факторов подвергается изменениям. В связи с этим необходимо учитывать различные варианты обустройства и разработки месторождения, а так же работу оборудования УКПГ.

Цель обоснования экономической эффективности заключается в определении экономической целесообразности и рациональности применения модернизации оборудования. С этой целью будут рассчитаны единовременные (приобретение оборудования и его монтажа) и эксплуатационные затраты.

4.1 Сметная стоимость выполнения работ

Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ

Нормативная продолжительность цикла работ определяется по суммарной длительности отдельных его составляющих. Согласно предложенной схеме подготовки газа на промысле основные работы приходятся на монтаж и демонтаж абсорберов, а также на проведение гидравлических испытаний установленного оборудования и технологических линий на герметичность.

Расчет сметной стоимости работ

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

4.2 Обоснование эффективности проекта

Экономическая эффективность данного проекта определяется снижением производственных затрат на подготовку газа, что ведет к снижению его

себестоимости и росту чистой прибыли компании (при неизменной цене реализации газа).

Так как подготовка газа с применением диэтиленгликоля и подготовка с применением триэтиленгликоля идентичные процессы, которые отличаются различным энергопотреблением и различными потерями гликоля, то разница в себестоимости газа, (и как следствие, чистой прибыли), определяется разницей затрат на восполнение осушителя и на электроэнергию.

Производство с применением ДЭГа

Процесс абсорбционной осушки газа с применением в качестве осушителя диэтиленгликоля на промысле осуществляется на многофункциональных колонных аппаратах (абсорберах) диаметром [REDACTED] и высотой [REDACTED]

Потери абсорбента составляют до [REDACTED] или до [REDACTED]. Таким образом, при годовой производительности [REDACTED] потери составят до [REDACTED]. При цене диэтиленгликоля 74200 руб/т и полученном объеме потерь, затраты на восполнение объема ДЭГа составят:

[REDACTED]

Годовое потребление электроэнергии промыслом составляет 1600 МВт. При цене электроэнергии 0,99 руб/кВт*ч, затраты на электроэнергию составят:

[REDACTED]

Таким образом, суммарные затраты на электроэнергию и восполнение осушителя составят [REDACTED] млн рублей в год.

Производство с применением ТЭГа

Процесс абсорбционной осушки газа с применением в качестве осушителя триэтиленгликоля на промысле предлагается осуществлять на многофункциональных колонных аппаратах (абсорберах) диаметром [REDACTED]

Расчетные потери абсорбента составляют [REDACTED] на одном абсорбере. Таким образом, при годовой производительности [REDACTED] потери составят около [REDACTED]. При цене триэтиленгликоля [REDACTED] и рассчитанных потерях, затраты на восполнение составят:

[REDACTED]

Годовое потребление электроэнергии промыслом при использовании предложенного оборудования снижается на [REDACTED] за счет меньшего энергопотребления одним абсорбером и меньшего числа работающих аппаратов. Поэтому при цене электроэнергии [REDACTED] и потреблении 1520 МВт, затраты на электроэнергию составят:

[REDACTED]

Таким образом, суммарные затраты на электроэнергию и восполнение осушителя составят около 2,2 млн рублей в год.

Исходя из проведенных выше расчетов, годовые затраты на добычу и подготовку природного газа при использовании ТЭГа на 5,12 млн рублей меньше, чем при использовании ДЭГа.

Обоснование экономической эффективности проекта

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данной работе предлагаются комплексные решения, способствующие совершенствованию текущей системы подготовки газа, которая, в свою очередь, включает комплекс технологических мощностей и вспомогательного оборудования. В процессе подготовки газа на установке комплексной подготовки газа на промыслах, ремонту и эксплуатации сопутствующего оборудования возникает множество факторов, оказывающих влияние на безопасность и безвредность труда. Поэтому необходима детальная проработка всех производственных процессов, протекающих на месторождении, с учетом безопасности рабочего персонала, для уменьшения риска травмирования и предотвращения несчастных случаев:

- оценка технического состояния оборудования, задействованного в мероприятии и его соответствие требованиям техники безопасности.
- соответствие принятым нормам санитарных требований;
- оснащение средствами, разработка и исполнение инструкций по мерам пожарной безопасности;
- предупреждение аварий и чрезвычайных ситуаций.

При выполнении требований безопасности жизнедеятельности и охраны труда в процессе эксплуатации установок комплексной подготовки газа, а также проведении мероприятий по снижению травматизма, нормированию параметров микроклимата и освещённости.

Соблюдение экологических норм по охране недр является основной частью комплекса природоохранных мер по предотвращению пагубного воздействия на окружающую среду в процессе подготовки природного газа.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы

В соответствии с Трудовым кодексом РФ осуществляется регулирование отношений между организацией и работниками, связанные с регулированием социальных отношений, трудовым распорядком и его оплатой и т.д.

В частности, под данное нормирование попадает продолжительность рабочего дня, которая не должна превышать 40 часов в неделю. На предприятии также действует разграничение норм труда для женщин и мужчин, регламентированное Трудовым кодексом РФ.

В течение рабочего дня должны быть предусмотрены перерывы регламентированной длительности – не менее 30 минут и не более 2 часов, не включающиеся в рабочее время.

Организация выплачивает заработную плату работникам, в установленном и согласованном размере. В случае удержания выплат, причины которого будут соответствовать ТК РФ ст. 137 «Ограничение удержаний из заработной платы». В обратном случае, при задержке заработной платы более чем на 15 дней работник может правомерно приостановить работу, известив об этом работодателя.

5.1.2 Организационные мероприятия

Установка комплексной подготовки газа относится к опасному технологическому объекту, безопасная эксплуатация которого должна учитывать следующие аспекты:

- организация проведения инструктажей перед приемом на работу, а также перед началом работ;
- расстановка технологических мощностей согласно утвержденной схемы;
- контроль за работой приборов и оборудования;

– контроль за выполнением работ, проверка нарядов-допусков и технологической документации;

– обеспечение безопасности работников при работе с технологическими мощностями (выдача СИЗ, проведение инструктажей перед началом работ, проверка инструментов и т.д.).

5.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов

В рамках анализа опасных и вредных факторов, возникающих при подготовке газа на месторождении (таблица 5.1), следует дать оценку условиям труда на производстве.

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы производства

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Химическая осушка газа	1.Отклонения показателей микроклимата. 2.Недостаточная освещенность рабочих мест в ночное время. 3.Вредные токсичные химические вещества. 4.Повышенный уровень шума. 5.Повышенная вибрация оборудования.	1. Электрический ток. 2. Пожароопасность. 3. Взрывоопасность.	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ СН 2.2.4/2.1.8.556–96 СН 2.2.4/2.1.8.562–96 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ

В качестве исследуемых факторов рассматривают физические и химические вредные факторы производственной среды (таблица 5.2).

Таблица 5.2 – Вредные факторы производственной среды, подлежащие измерению

Факторы производственной среды	Показатели
Физические	Шум, инфразвук, ультразвук; Вибрация; Неионизирующее излучение; Ионизирующее излучение; Показатели микроклимата; Параметры освещения (освещенность

	рабочей зоны).
Химические	Содержание хим. веществ в воздухе; Содержание хим. веществ на коже работников.

5.2.1 Анализ показателей микроклимата

Повышенное содержание влаги, избыточное тепло, высокие скорости перемещения воздуха негативно сказываются не только на трудоспособности, но и на жизнедеятельности человеческого организма, что влечет за собой как снижение работоспособности и производительности, так и оказывают воздействие на здоровье работника. Поддержание оптимальных микроклиматических условий на производстве является одним из основополагающих условий повышения продуктивности работы. Допускаемые требования к состоянию окружающей работника среды не оказывают пагубного воздействия на здоровье человека, однако, в тех или иных случаях могут приводить к появлению чувства дискомфорта, нарушению терморегуляционных процессов, ухудшению общего самочувствия и, в итоге, снижению работоспособности. Выполнение работы в цеху классифицируется как категория работ II-а, к которой относят работу, связанную с выполнением деятельности, требующей определенной физической нагрузки. В таблице 5.3 представлены оптимальные значения микроклимата для работы на УКПГ.

Таблица 5.3 – Оптимальные значения микроклимата для работы на УКПГ

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	IIa (175-232)	19-21	18-22	60-40	0,2
Теплый	IIa (175-232)	20-22	19-23	60-40	0,2

5.2.2 Анализ освещенности рабочей зоны

Рациональное освещение производственных помещений и рабочих зоны в данном случае это кусты скважин – одно из важнейших условий создания благоприятных и безопасных условий труда. Недостаток освещения напрямую влияет на способность человека воспринимать информацию об окружающих его предметах, что негативно сказывается на его способности безопасно выполнять работу. Недостаток освещения вызывает дискомфортное состояние напряженности, что в свою очередь выражается снижением сосредоточенности и переутомлением. Зрительная работа в условиях недостаточной освещенности влечет за собой риски возникновения несчастных случаев, что противоречит правилам безопасного ведения работ.

Недостаточная освещенность зоны проявляется в ночное время суток. Для решения данной проблемы на кустах предусмотрено стационарное освещение в виде фонарей, которые освещают общую территорию куста.

Если находится вблизи скважины, то общей освещенности недостаточно, в этом случае необходимо использовать индивидуальные осветительные приборы, например, такие как фонарики с креплением на голову.

При правильном размещении источников света в рабочей зоне, использование индивидуального освещения, а также отдых в условиях освещенности дневным (солнечным) светом создает благоприятные и безопасные условия труда и снижает риск травматизма.

5.2.3 Вредные токсичные химические вещества

Выделение компонентов из газа и конденсата, оказывающих токсичное действие на человека, а также в определенных условиях, представляющих опасность взрыва и пожара, требуют особых мер предосторожности при работе с ними во избежание развития профессиональных заболеваний и аварийных ситуаций.

Характеристики веществ, фигурирующих в процессе производства, представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Свойства сырья и готовой продукции

Наименование вещества	Химическая формула	Класс опасности	ПДК, мг/м ³	Нормативно-технический документ
Газ природный (метан 99%)	CH ₄	4	7000	ОСТ. 51.40-93 (с изм. 2000 г.)
Диэтилен-гликоль	CH ₂ OH-CH ₂ -O-CH ₂ -CH ₂ OH	3	10	ГОСТ 10136-77
Метанол (метиловый спирт)	CH ₃ OH	3	5	ГОСТ14879-73, ГОСТ 6995-77

5.2.4 Анализ электробезопасности

Эксплуатация скважин с УЭЦН характеризуется с наличием высокого напряжения в силовом кабеле. Причем станция управления и скважина оборудования ЭЦН обычно не находятся в непосредственной близости друг от друга и часть кабеля проходит по поверхности, что увеличивает зону поражения электротоком, а, следовательно, и вероятность несчастного случая.

Станции управления насосами и установками по замеру скважинной продукции относятся к помещениям без повышенной опасности.

Во избежание возникновения опасных ситуаций, связанных с воздействием электрического тока, все оборудование на которое может быть подано напряжение заземляется. При заземлении необходимо соблюдать требования ГОСТ ССБТ «ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление» [1].

5.2.5 Анализ пожарной безопасности

На кустах скважин могут быть такие горючие вещества как: нефть, газ, газовый конденсат, метанол. Каждый из данного вещества может привести к

пожару, поэтому на каждом кусту разработан план мероприятий по предупреждения и ликвидации пожаров.

Каждое помещение находящее на кусту имеет свою категорию взрывопожароопасности и пожароопасности, имеют первичные средства пожаротушения, датчики пожарной сигнализации, а так же таблички с информацией об ответственных лицах за противопожарную безопасность и номера телефон, куда сообщать в случае пожара.

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В1-В4, Г и Д, а здания - на категории А, Б, В, Г и Д.

По пожарной опасности наружные установки подразделяются на категории АН, БН, ВН, ГН и ДН. Поскольку объектом является углеводород, то при работе приходится сталкиваться с категориями помещений А и Б.

Все помещения на кусту скважин имеют категорию повышенной пожароопасности (А).

Каждое помещение оборудовано огнетушителями порошкового типа. Данные огнетушители предназначены для тушения пожаров твердых, жидких и газообразных веществ (в зависимости от марки используемого огнетушащего порошка), а также электроустановок, находящихся под напряжением до 1 кВ (1000 В). Порошковые огнетушители выпускаются объемом от 1л до 100л. Марка огнетушителя зависит от состава порошковой смеси.

В случай возникновения аварийной ситуации работник должен:

- немедленно сообщить об этом по телефону или по радиосвязи в пожарную охрану (при этом необходимо назвать адрес объекта, место возникновения пожара, а также сообщить свою фамилию), или воспользоваться кнопкой ручного пожарного извещателя (ИПР);
- поставить в известность об обнаружении пожара непосредственного руководителя, диспетчера ЦПДС;

– принять по возможности меры по эвакуации людей, тушению пожара и сохранности материальных ценностей.

5.3 Анализ экологической безопасности

Вопросы о экологической безопасности, а именно использование энергоэффективных технологий, минимизирующих воздействие на окружающую среду, при проведении технологических работ является основным условием охраны природопользования. Разрабатываемые на предприятии ежегодные программы природоохранных мероприятий согласовываются с природоохранными организациями. Ежегодно по завершении программ составляется отчет о выполнении мероприятий, который позволяет оценить их эффективность и произвести корректировку реализуемой программы. При разработке месторождения осуществляется мониторинг окружающей среды с регулярными проверками эффективности природоохранных предприятий и выявлением ранее не предсказанных экологических эффектов.

Защита атмосферы

Работа нефткгазового промысла включает работу множества технологических мощностей, оказывающих пагубное влияние на воздушное состояние окружающей среды. Так, источники воздействия подразделяются на периодические и постоянные. К постоянным относятся: дымовые трубы печей цехов регенерации ДЭГа и метанола, вентиляционные трубы, трубы цехов распределения газа на собственные нужды, трубы цехов подготовки импульсного и пускового газов и т.д. К источникам периодического действия относятся: свечи (трубы) продувки газопроводов газа, оборудования, свеча рассеивания УКПГ, пусковые свечи ГПА, свечи стравливания газа и т.д. В случае возникновения аварийной ситуации источниками загрязнения атмосферы становятся также выхлопные трубы аварийных дизельных электростанций. Нормирование и охрана атмосферных загрязнений от вредных

выбросов обеспечивается технологическими параметрами источников (таблица 5.6).

Таблица 5.6 – Нормы выбросов в атмосферу

№ п/п	Наименование выброса	Кол-во выбросов по видам, тн/год	Условие (метод) ликвидации	Периодичность выбросов	Установленная норма содержания загрязнений в выбросах, мг/м ³
1	Сажа	0,052174	Рассеивание	Постоянно	4
2	Сероводород	0,0004369	Рассеивание	Постоянно	10
3	Углерода оксид	5105,395	Рассеивание	Постоянно	20
4	Метан	3639,827	Рассеивание	Постоянно	7000
5	Ксилол	0,814	Рассеивание	Постоянно	50
6	Толуол	0,248	Рассеивание	Постоянно	50
7	Диэтиленгликоль	17,8901126	Рассеивание	Постоянно	10
8	Метанол	96,178245	Рассеивание	Постоянно	5

Необходимо отметить, что снежный покров обладает рядом свойств, делающих его удобным индикатором загрязнения не только самих атмосферных осадков, но и атмосферного воздуха, а также последующего загрязнения вод и почв.

Защита гидросферы

Охрана водных ресурсов предусматривает поддержание оптимального качества водных ресурсов в состоянии, отвечающем санитарным и экологическим требованиям (установление водоохраных зон); защиту объектов от загрязнения и истощения; предотвращение или ликвидацию вредных воздействий техногенного характера, а также сохранение биологического многообразия экосистем. Обеспечение охраны водных ресурсов заключено в выполнении требований по утилизации отходов производства (пластовая вода и конденсат, вода с установки регенерации ДЭГа, промывные воды).

Защита литосферы

При работе газового промысла воздействие на недра оказываться в

период строительства наземных объектов, при бурении скважин, при промышленной добыче газа. Мероприятия по минимизации отрицательного влияния производственных процессов, связанных с разработкой месторождения, сводятся к следующему:

- ограничение установки скважин кустовыми площадками;
- проведение планово-предупредительного ремонта оборудования для снижения риска возникновения аварий и выбросов;
- соблюдение требований по охране недр, предусмотренных законами РФ.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В результате аварий на производстве возникают чрезвычайные ситуации. Для газовой промышленности наиболее характерны следующие производственные аварии: пожары; взрывы; выбросы газа и реагентов, применяемых в производстве, в результате нарушения целостности оборудования. В таких ситуациях должен быть разработан четкий план действий, согласно которому работник должен действовать.

В случае возникновения аварийной ситуации, угрожающей выводом из строя оборудования необходимо произвести аварийную остановку УКПГ. К наиболее распространенным аварийным ситуациям можно отнести:

- возникновение пожара на установке регенерации метанола;
- полное отключение электроэнергии;
- прорыв газа.

Пожар является наиболее вероятным видом ЧС в процессе работы установки комплексной подготовки нефти и газа, вследствие легкой воспламеняемости и высокой пожароопасности последнего. Поэтому, есть необходимость в создании комплекса мер по предупреждению и ликвидации данного вида ЧС. Такой комплекс должен включать в себя:

- применение для теплоизоляции трубопроводов и оборудования из негорючих материалов;

- установка газоанализаторов до взрывоопасных концентраций;
 - оснащение технологического оборудования всеми необходимыми средствами контроля, автоматики, предохранительной арматурой обеспечивающими надежность и безаварийность работы. При возникновении пожара необходимо:
- в аварийном режиме остановить установку;
 - произвести мероприятия по сбросу давления с аппаратов, которые находятся под угрозой возникновения пожара;
 - вызвать пожарную бригаду;
 - по возможности произвести работы по локализации очага возгорания, до приезда пожарной бригады, своими силами.

5.5 Выводы по разделу

Охрана труда в современном мире имеет огромное значение в связи с интенсивным развитием производственной сферы и появлением новых видов деятельности. Соблюдение ее принципов позволяет решить одну из самых важных задач, а именно защита сотрудников предприятия от вредных и опасных факторов, влияющих на здоровье.

Выбраны наиболее опасные и вредные факторы, которым подвержен человек во время проведения работ на кусту и при подготовке газа, даны рекомендации по снижению их негативного воздействия. Наиболее опасными является воздействие вредных веществ и пожаровзрывоопасность. Даны рекомендации по потенциальному снижению их негативного воздействия.

Также в работе рассмотрены потенциальные угрозы от реализации технологии на окружающую среду, даны рекомендации по снижению их негативного воздействия.

При этом даже следование правил не может обезопасить от возникновения ЧС. В связи с этим раздел 5.4 посвящен потенциальным ЧС и

способам борьбы с ними. По результатам анализа наиболее опасным ЧС является пожар.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа посвящена анализу реализованной системы подготовки газа и разработке наиболее эффективной технологии для условий Ямбургского НГКМ.

Был проведен анализ методов подготовки газа, рассмотрены основные способы, получившие свое распространение в той или иной степени на различных месторождениях не только на территории Российской Федерации, но и во всем мире. Основными критериями, определяющими выбор того или иного метода подготовки «товарного» газа, являются простота и надежность при наименьших капитальных и эксплуатационных затратах. Оптимальными технологиями являются метод низкотемпературной сепарации (с помощью дросселя или турбодетандерного агрегата) и абсорбционная осушка, но наиболее подходящий метод абсорбционной осушки газа.

В рамках исследования была проведена сравнительная характеристика абсорбентов и выбран наиболее эффективный. В результате был выбран ТЭГ, однако, стоит отметить, что в качестве основного недостатка в системе осушки, оказывающим влияние на экономическую составляющую технологического режима, принимают высокий унос абсорбента.

Так, целесообразно было принять во внимание компоновку технологического оборудования и действующего режима работы в условиях низких пластовых давлений, ниже проектных значений, и повышенных эксплуатационных нагрузках. Было выполнено технологическое моделирование, произведено сравнение абсорбентов по двум показателям, по уносу и потерям, в зависимости от разных давлений и температур контакта.

Принимая во внимание все вышеперечисленные факторы, было предложено пересмотреть рабочие параметры, а также заменить ДЭГ на ТЭГ. Данные мероприятия направлены на снижение уноса и потерь абсорбента и повышение качества готовой продукции.

В заключение необходимо подчеркнуть, что единой системы технологичной подготовки природного газа не существует. Различие в физико-химических свойствах газов, геологическом строении месторождений, климатических условиях районов добычи во многом оказывает влияние на проектирование и реализацию разработки и эксплуатацию промыслов. Именно поэтому разработка и внедрение наукоемких технологий, подкрепленных практическим опытом применения, на производстве сейчас является задачей наивысшей важности для обеспечения эффективной работы промышленного комплекса страны.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА

1. Лиинтин И. А. Анализ эффективности технологии абсорбционной осушки с применением различных гликолей на месторождениях Севера // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 Апреля 2020. - Томск: Изд-во ТПУ, 2020 - Т. 2 - С. 243-244

2. Лиинтин И. А. Анализ эффективности абсорбционной осушки на примере Ямбургского нефтеперекачивающего месторождения // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых: материалы XIII Всероссийской научно-технической конференции , Пермь, 18-19 Ноября 2020. - Пермь: Изд-во ПНИПУ, 2020 - Т. 2 - С. 255-259

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

Приложение 1